Série de la Protection de l'environnement

L'analyse des coûts de la réduction des émissions de dioxyde de carbone des gaz de combustion des services d'électricité canadiens

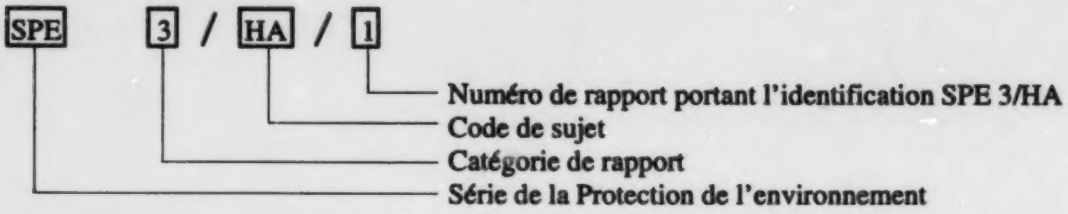
Rapport SPE 2/PG/2
Mai 1992

Canada

Environnement Canada | Environment Canada

SÉRIE DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Exemple de numérotation :



Catégories

1 Règlements/Lignes directrices/ Codes de pratiques
2 Évaluation des problèmes et options de contrôle
3 Recherche et développement technologique
4 Revues de la documentation
5 Inventaires, examens et enquêtes
6 Évaluations des impacts sociaux, économiques et environnementaux
7 Surveillance
8 Propositions, analyses et énoncés de principes généraux
9 Guides

Sujets

AG Agriculture
AN Technologie anaérobie
AP Polluants atmosphériques
AT Toxicité aquatique
CC Produits chimiques commerciaux
CE Consommateurs et environnement
CI Industries chimiques
FA Activités fédérales
FP Traitement des aliments
HA Déchets dangereux
IC Chimie inorganique
MA Pollution marine
MM Exploitation minière et traitement des minéraux
NR Régions du Nord et rurales
PF Papier et fibres
PG Production d'électricité
PN Pétrole et gaz naturel
RA Réfrigération et climatisation
RM Méthodes de référence
SF Traitements de surface
SP Déversements de pétrole et de produits chimiques
SRM Méthodes de référence normalisées
TS Systèmes de transport
TX Textiles
UP Pollution urbaine
WP Protection/préservation du bois

Des sujets et des codes additionnels sont ajoutés au besoin. On peut obtenir une liste des publications de la SPE en s'adressant aux Publications de la Protection de l'environnement, Conservation et Protection, Environnement Canada, Ottawa (Ontario) K1A 0H3.

Printed on recycled paper

Imprimé sur du papier recyclé

L'analyse des coûts de la réduction des émissions de dioxyde de carbone des gaz de combustion des services d'électricité canadiens

par

Radian Corporation et Monserco Limited

pour la

Division du pétrole, du gaz et de l'énergie
Direction des programmes industriels
Environnement Canada

SPE 2/PG/2
Mai 1992

92-06335/

Données de catalogage avant publication (Canada)

Vedette principale au titre:

L'analyse des coûts de la réduction des émissions de dioxyde de carbone des gaz de combustion des services d'électricité canadiens

(Rapport ; SPE 2/PG/2)
Publ. aussi en anglais sous le titre: Cost analysis of controlling carbon dioxide flue gas emissions from Canadian power utilities.
Comprend un résumé en anglais.
Comprend des références bibliographiques.
ISBN 0-662-97581-2
No. de cat. MAS En49-9/2-2F

1. Gaz carbonique -- Déchets -- Élimination.
2. Centrales thermiques classiques -- Canada -- Déchets -- Élimination. 3. Gaz de combustion -- Déchets -- Élimination. I. Radian Corporation. II. Monserco Limited. III. Canada. Direction générale de la protection de l'environnement. Direction des programmes industriels. IV. Canada. Environnement Canada. V. Titre. VI. Coll.: Rapport (Canada. Environnement Canada) ; SPE 2/PG/2.

TD885.5C3C6714 1992 628.5'3 C92-099697-3

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1992
N° de cat. En 49-9/2-2F
ISBN 0-662-97581-2
IMPRIMERIE BEAUREGARD LIMITÉE

Commentaires

Les personnes qui désirent faire part de leurs commentaires sur la teneur du présent rapport sont priées de s'adresser à :

Pierre Pinault
Direction des programmes industriels
Environnement Canada
Ottawa (Ontario)
K1A 0H3

This publication is also available in English under the title *Cost Analysis of Controlling Carbon Dioxide Flue Gas Emissions from Canadian Power Utilities*. For copies, please contact :

Environment Protection Publications
Conservation and Protection
Environment Canada
Ottawa, Ontario
K1A 0H3

Avis de révision

Le présent rapport a été révisé par la Direction du développement technologique d'Environnement Canada qui en a approuvé la publication. Cette approbation ne signifie pas nécessairement que le contenu de ce rapport reflète les vues et politiques d'Environnement Canada. Toute mention d'une marque de commerce ou d'un produit enregistré ne signifie en aucun cas que ceux-ci sont recommandés ou approuvés par Environnement Canada.

Résumé

Le présent rapport a été rédigé conjointement par Radian Corporation et Monserco Ltd. Dans la première partie, préparée par Radian Corporation, on y examine l'état actuel des techniques en vue de piéger et d'éliminer le dioxyde de carbone ou gaz carbonique (CO_2) des centrales alimentées par des combustibles fossiles. On se penche également sur la faisabilité, l'étape de développement, les répercussions environnementales et l'applicabilité à la situation canadienne. La seconde partie, préparée par Monserco Ltd., fait état des techniques les plus praticables introduites dans un modèle informatisé de simulation des services d'électricité (CANSIM). La simulation suppose que le CO_2 est piégé par un solvant, comprimé et éliminé soit par l'injection en eau profonde, soit par la précipitation par des carbonates de saumures d'aquifères. Si on maintient les émissions à leur niveau actuel, les services d'électricité alimentés principalement par des combustibles fossiles verront leurs coûts d'électricité augmenter d'environ 50 %. De plus, les coûts en immobilisations des nouvelles centrales alimentées par des combustibles fossiles doubleraient et leur rendement serait réduit de 25 %.

Ce rapport a été commandé par Environnement Canada dans le cadre d'une étude générale des techniques qui peuvent servir à piéger le CO_2 des émissions gazeuses des centrales électriques, afin d'évaluer dans leurs grandes lignes des caractéristiques des techniques de piégeage et d'élimination du CO_2 pouvant être utilisées dans les centrales électriques canadiennes alimentées par des combustibles fossiles. Cette étude n'est pas destinée à fournir une évaluation définitive de l'une ou l'autre des options ou approches et n'évalue pas de façon détaillée les utilisations possibles du CO_2, comme la récupération améliorée du pétrole, ou les méthodes d'élimination du CO_2, comme l'injection dans des réservoirs de gaz naturel taris, lesquelles pourraient être disponibles dans l'Ouest canadien.

Abstract

This report was jointly written by Radian Corporation (Part 1) and Monserco Ltd. (Part 2). In Part 1, currently available technologies for removing and disposing of carbon dioxide (CO_2) from fossil fuel power plants are evaluated, including their feasibility, stage of development, effect on the environment, and applicability in Canada. In Part 2, the most feasible technologies have been incorporated into a utility computer simulation model (CANSIM). It has been assumed for the simulation that the CO_2 is removed by a solvent, compressed, and disposed of either by injection to deep ocean or by precipitation of carbonates from brine aquifers. If the current level of emissions is maintained, utilities powered primarily by fossil fuel will face an approximately 50% increase in power costs. This would double the capital cost of new fossil fuel plants and reduce efficiency by 25%.

This report was commissioned by Environment Canada to provide a general review of technologies that could be used to remove CO_2 from power plant exhaust gases and to provide an order of magnitude estimate of using CO_2 removal and disposal techniques at Canadian fossil fuel burning power plants. The study is not intended to provide a definitive evaluation of any one option or approach and does not consider in detail potential CO_2 uses, such as in enhanced oil recovery, or CO_2 disposal methods, such as in depleted natural gas reservoirs - options that may be available in parts of Western Canada.

Table des matières

Résumé v
Abstract vi
Liste des figures ix
Liste des tableaux xi
Sommaire xii

PARTIE 1

Section 1
Introduction 1
1.1 Contexte 1
1.2 Approche technique 1
1.3 Aperçu des techniques de piégeage du gaz carbonique 2
1.4 Sommaire des techniques d'élimination du gaz carbonique 3

Section 2
Techniques de piégeage du gaz carbonique 10
2.1 Absorption par des solvants 10
2.1.1 Absorption chimique par l'éthanolamine 10
2.1.2 Absorption chimique par du carbonate chaud 11
2.1.3 Absorption physique par du Selexol 12
2.2 Chaudières à chauffage direct à l'oxygène ou à recirculation du gaz carbonique 13
2.3 Absorption par des saumures 14
2.4 Condensation-cryodistillation du gaz carbonique contenu dans les gaz de combustion 16
2.5 Adsorption sur des solides (tamis moléculaire) 17

Section 3
Technique d'élimination du gaz carbonique 19
3.1 Récupération améliorée du pétrole et injection dans des puits taris 19
3.2 Injection en eau profonde 20
3.3 Précipitation par la saumure et réinjection 21
3.4 Injection dans des dômes de sel 21
3.5 Injection dans des bassins à algues 23

Section 4
Coûts techniques 24
4.1 Techniques sélectionnées pour l'analyse des coûts . . 24
4.2 Coûts des techniques de piégeage 24

4.2.1 Absorption au Selexol et désulfuration des gaz de combustion **24**
4.2.2 Système d'absorption chimique au FS-1L **25**
4.2.3 Chaudières à chauffage direct à l'oxygène ou à recirculation du gaz carbonique **27**
4.2.4 Compression et déshydratation du gaz carbonique . . . **27**
4.3 Systèmes de transport et d'élimination **27**

PARTIE 2

Section 5
Code de simulation des services d'électricité **33**
5.1 Sélection des techniques **33**
5.1.1 Piégeage du gaz carbonique **33**
5.1.2 Élimination du gaz carbonique **34**
5.2 Préoccupations environnementales **34**
5.3 Le CANSIM **35**
5.4 Incorporation des modèles de coût dans le CANSIM **35**
5.5 Projections à l'aide du CANSIM **37**
5.5.1 Provinces n'ayant pas fait l'objet d'une simulation . . **37**
5.5.2 Provinces ayant fait l'objet d'une simulation **37**

Section 6
Conclusions **51**

Références **53**

Annexe A
Description du modèle de CANSIM **57**

Annexe B
Mandat **65**

Liste des figures

1 Projections des émissions de gaz carbonique par les services d'électricité canadiens xiv

2 Absorption chimique par des solvants 11

3 Absorption physique par des solvants 12

4 Chaudières à recirculation du gaz carbonique 14

5 Absorption par la saumure 15

6 Condensation-cryodistillation 16

7 Absorption sur des solides ou sur un tamis moléculaire 18

8 Scénarios des coûts de la réduction des émissions de gaz carbonique 26

9 Résultats du CANSIM pour Terre-Neuve 39
a) Émissions de gaz carbonique 39
b) Coûts énergétiques 39
c) Marge de réserve 40

10 Résultats du CANSIM pour la Nouvelle-Écosse 40
a) Émissions de gaz carbonique 40
b) Coûts énergétiques 41
c) Marge de réserve 41

11 Résultats du CANSIM pour le Nouveau-Brunswick . . 42
a) Émissions de gaz carbonique 42
b) Coûts énergétiques 42
c) Marge de réserve 43

12 Résultats du CANSIM pour l'Ontario 46
a) Émissions de gaz carbonique 46
b) Coûts énergétiques 46
c) Marge de réserve 47

13 Résultats du CANSIM pour la Saskatchewan 47
a) Émissions de gaz carbonique 47
b) Coûts énergétiques 48
c) Marge de réserve 48

14	**Résultats du CANSIM pour l'Alberta**	**49**
a)	**Émissions de gaz carbonique**	**49**
b)	**Coûts énergétiques**	**49**
c)	**Marge de réserve**	**50**
15	**Résultats du CANSIM pour l'ensemble du Canada (sauf l'Île-du-Prince-Édouard)**	**52**
a)	**Émissions canadiennes de gaz carbonique**	**52**
b)	**Coûts énergétiques**	**52**

Liste des tableaux

1	Récapitulation des systèmes de piégeage du gaz carbonique	xii
2	Récapitulation des systèmes d'élimination du gaz carbonique	xiii
3	Réduction du gaz carbonique produit et augmentation du coût de l'électricité, selon chaque province	xiv
4	Absorption par des solvants (chimique et physique)	4
5	Chauffage direct à l'oxygène ou recirculation du CO_2	5
6	Absorption par des saumures	5
7	Condensation-cryodistillation	6
8	Adsorption sur des solides/dépollution par tamis moléculaire	6
9	Récupération améliorée du pétrole/injection dans des champs de pétrole taris	7
10	Injection en eau profonde	7
11	Précipitation dans des saumures et réinjection	8
12	Injection dans des dômes de sel	8
13	Injection dans des bassins à algues	9
14	Coût du procédé au Selexol	25
15	Coût du système de récupération par absorption chimique utilisant le FS-1L	27
16	Coût du système de chauffage direct à l'oxygène ou de recirculation du gaz carbonique	28
17	Coût de la compression et de la déshydratation du gaz carbonique	28
18	Coût des pipelines terrestres	29

Sommaire

Ce rapport fait la revue des techniques disponibles de réduction (par piégeage et élimination) des émissions de CO_2 qui pourraient être appliquées dans les centrales thermiques classiques du Canada.

Le tableau 1 fournit un aperçu des systèmes de piégeage du CO_2 qui ont été évalués. Les coûts relatifs à l'absorption par des solvants, au chauffage direct à l'oxygène ainsi qu'à la cryodistillation sont essentiellement liés au coût des très gros compresseurs que ces procédés nécessitent. Comme il se fabrique très peu de compresseurs de cette taille, les estimations du coût associé au procédé de piégeage du CO_2 ne sont qu'approximatifs. L'option de l'absorption par des solvants a été retenue afin d'évaluer les répercussions sur les coûts de production d'énergie. Cependant, étant donné l'inexactitude inhérente des estimations de coût, les résultats d'ensemble ne diffèrent pas sensiblement de ce qu'ils auraient été avec d'autres techniques.

Tableau 1 Récapitulation des systèmes de piégeage du gaz carbonique

Procédé	État d'avancement	Efficacité	Coût approximatif
Absorption par des solvants	En usage	90 %	22 000 $/t·d
Chauffage direct à l'oxygène ou recirculation du CO_2	Usine pilote	100 %	20 000 $/t·d
Absorption par des saumures	Théorique	90 %	Inconnu
Condensation-cryodistillation	En usage	80 %	Plus de 25 000 $/t·d
Adsorption sur des solides	Théorique	Inconnue	Inconnu

Le tableau 2 donne un aperçu des systèmes d'élimination du CO_2 qui ont été évalués. La récupération améliorée de pétrole (RAP) est le seul procédé d'élimination en usage; il ne permet d'éliminer qu'une fraction seulement des émissions totales de CO_2 produites par les centrales thermiques classiques de l'Alberta et de la Saskatchewan. Toutes les

autres méthodes d'élimination donnent lieu à de graves préoccupations d'ordre environnemental. Il semble que seule l'injection en eau profonde soit la méthode dont la capacité soit suffisante. Il faudrait construire des pipelines afin de pomper le gaz en phase quasi liquide jusqu'au-delà du plateau continental (à environ 400 km au large). Cette solution aurait de fortes répercussions politiques et financières.

Tableau 2 Récapitulation des systèmes d'élimination du gaz carbonique

Technique d'élimination	État d'avancement	Principales préoccupations environnementales
Injection en eau profonde	Théorique	CO_2 concentré injecté en grandes quantités en eau profonde
Absorption par des saumures et précipitation	Théorique	Élimination des résidus de précipitation et utilisation des terres dans le cas des bassins de précipitation
RAP - injection dans des cavités du sol	En usage	Maintien du CO_2 dans le sol pendant de longues périodes
Bassins à algues	Au banc d'essai	Importante superficie nécessaire pour les bassins

Les projections actuelles d'émissions de CO_2 par les centrales canadiennes ont été calculées au moyen du modèle de simulation de centrales du CANSIM avec, pour données d'entrée, les renseignements les plus récents sur l'accroissement de la demande ainsi que les plans de développement communiqués par les centrales. Des mesures de réduction ont été appliquées à ce scénario de référence dans le cas des provinces qui consomment de grandes quantités de combustible fossile; ces mesures étaient calculées de façon à ce que, d'ici l'an 2004, les émissions totales de CO_2 soient réduites d'environ 25 % par rapport au niveau actuel. La figure 1 donne un aperçu des effets potentiels de ces mesures de réduction.

Le tableau 3 montre, pour l'ensemble du pays et par province, les augmentations du coût de l'électricité auxquelles il faut s'attendre si ces mesures de réduction des émissions sont appliquées. Les réductions théoriques observées varient parce que la stratégie de réduction des émissions projetée par province est une fonction des plans d'expansion prévus des services d'électricité. Les réductions indiquées dans le

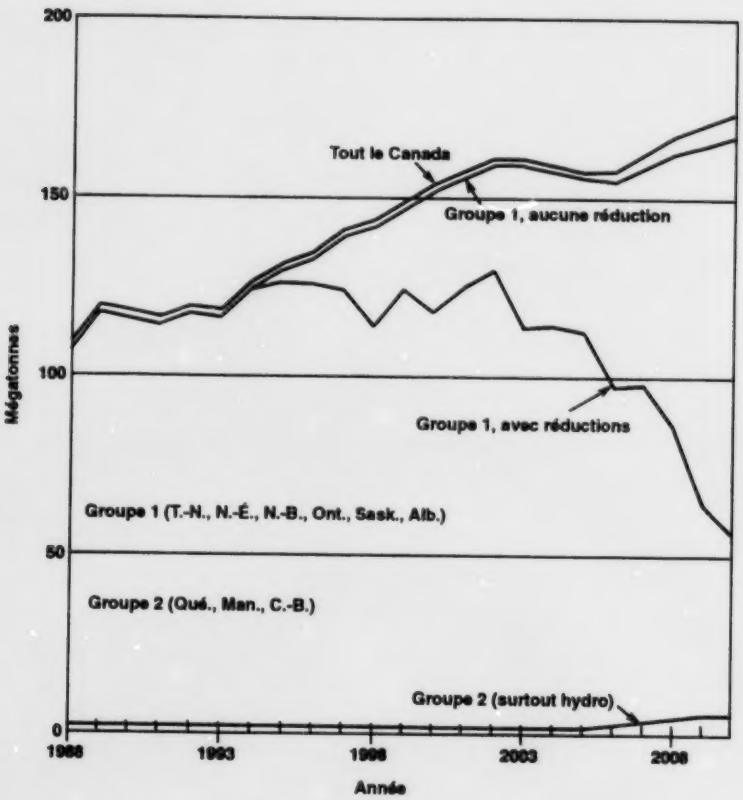


Figure 1 Projections des émissions de gaz carbonique par les services d'électricité canadiens

Tableau 3 Réduction du gaz carbonique produit et augmentation du coût de l'électricité, selon chaque province

	D'ici l'an 2004		D'ici l'an 2010	
	Réduction des émissions de CO_2 (%)	Augmentation du coût de l'électricité (%)	Réduction des émissions de CO_2 (%)	Augmentation du coût de l'électricité (%)
Canada	31	14	61	25
Terre-Neuve	84	27	86	41
Nouvelle-Écosse	30	24	52	34
Nouveau-Brunswick	30	26	75	55
Ontario	28	5	73	10
Saskatchewan	14	23	48	50
Alberta	37	26	67	65

tableau ont été calculées sur la base des projections des valeurs obtenues, s'il n'y avait pas de réduction, pour l'année correspondante, et non pas en fonction des présents niveaux. Les augmentations du coût de l'électricité sont aussi calculées en fonction des projections des coûts, dans l'hypothèse où il n'y a pas de mesure adoptée.

Au Canada, les centrales électriques dégagent environ 110 millions de tonnes de CO_2 chaque année. Dans l'hypothèse où aucune mesure de réduction ne serait appliquée, ce chiffre devrait passer à 160 millions de tonnes d'ici l'an 2004. Il est estimé que les mesures proposées dans le présent rapport permettront de réduire les émissions à environ 100 millions de tonnes en l'an 2004, ce qui correspond à une réduction de 10 % par rapport au présent niveau, et à 60 millions de tonnes en l'an 2010, ce qui correspond à une réduction de 50 %. L'objectif était de parvenir à une réduction de 25 % d'ici l'an 2004, mais on ne s'attend pas à ce que ce résultat soit atteint avant l'an 2006. Compte tenu des travaux prévus de construction et compte tenu du fait que les centrales auraient dû être beaucoup trop rééquipées, la première échéance ne pouvait être respectée.

Quoique l'augmentation du coût de l'électricité ne paraisse pas être très importante, il demeure néanmoins que la facture annuelle totale d'électricité au Canada augmenterait d'environ 8 milliards de dollars en 1994 et d'environ 20 milliards de dollars en l'an 2010.

PARTIE 1

Section 1

Introduction

La partie 1 donne un aperçu des résultats obtenus au terme d'une étude réalisée par la Radian Corporation pour le compte d'Environnement Canada. Celle-ci avait pour objectif d'examiner diverses techniques potentielles de piégeage et d'élimination du gaz carbonique présent dans les gaz de combustion des centrales alimentées par des combustibles fossiles. Des procédés ou des techniques d'épuration de gaz carbonique sont identifiées et examinées dans la perspective d'en évaluer la rentabilité et l'applicabilité dans ce type d'installations. Le mandat est décrit intégralement dans l'annexe B. Les techniques identifiées ont été évaluées selon des critères de qualité des renseignements, de rentabilité ainsi que d'applicabilité aux systèmes canadiens de production d'électricité. Chacune d'elles fait l'objet d'une courte description technique, qui s'accompagne de la description des paramètres d'exploitation, des investissements et des frais d'exploitation en dollars canadiens de 1989, de la consommation électrique en mégawatts ainsi que des principales considérations écologiques qui les caractérisent.

1.1 Contexte

La Conférence sur l'Atmosphère en évolution, qui s'est tenue à Toronto en 1988, a porté sur «l'effet de serre». Ce dernier est produit par un certain nombre de gaz, dont le principal est le CO_2. À supposer que les prévisions relatives au réchauffement planétaire s'avèrent, alors, les solutions potentielles d'atténuation des sources d'origine anthropique de CO_2 vont sans doute être dispendieuses et d'application difficile sur le plan politique.

Il a été estimé qu'en 1987, le Canada a produit 469 mégatonnes de CO_2; environ 20 % de ce total provient de l'utilisation de combustibles fossiles dans des centrales thermiques. Il est prévu qu'en l'an 2005, la production de CO_2 sera de l'ordre de 668 mégatonnes. À la conférence de Toronto, on a demandé que cette production soit réduite de 20 % par rapport au niveau de 1988, et de 47 % par rapport au niveau prévu en l'an 2005.

Parce qu'environ 30 % de l'électricité produite au Canada provient de centrales alimentées par des combustibles fossiles, les investissements consacrés à l'équipement y afférent sont considérables. Les mesures de lutte contre les émissions de gaz carbonique feraient s'accroître substantiellement les investissements ainsi que les frais d'exploitation et, par conséquent, le coût de l'électricité produite. Dans les sections suivantes, on trouvera un aperçu des coûts estimatifs de piégeage et d'élimination du CO_2 contenu dans les gaz de combustion des centrales classiques.

1.2 Approche technique

On a procédé à un recensement des techniques potentielles de piégeage et d'élimination du CO_2, avec une attention particulière portée aux renseignements facilement accessibles qui sont communiqués par des spécialistes établis dans le domaine. On a évalué le coût et la performance de chacune des techniques,

l'applicabilité aux systèmes canadiens de production d'électricité, les répercussions secondaires ainsi que la précision ou l'intégralité des renseignements techniques. Les coûts obtenus ont été convertis en dollars canadiens de 1989.

1.3 Aperçu des techniques de piégeage du gaz carbonique

Les cinq techniques de piégeage du CO_2 qui ont été évaluées dans ce rapport sont les suivantes : absorption par des solvants, chauffage direct à l'oxygène ou recirculation du CO_2, absorption par des saumures, condensation-cryodistillation et adsorption sur des solides. Un aperçu de ces techniques est donné dans les tableaux 4 à 8.

Les investissements et les frais d'exploitation ont été établis seulement dans le cas de l'absorption (chimique et physique) par solvant et du chauffage direct à l'oxygène et recirculation du CO_2. Nous n'avons pu établir de coût pour l'absorption par des saumures ou l'adsorption sur des solides, sans doute parce que ces techniques n'ont pas fait l'objet d'une démonstration commerciale de leur application à des gaz produits par des centrales thermiques. Nous n'avons pas, non plus, établi de coût pour la condensation parce qu'il est estimé que cette technique consomme plus de 50 % de l'électricité produite par la centrale et que son coût est donc prohibitif.

Beaucoup de procédés d'absorption par des solvants sont utilisés commercialement pour le piégeage du CO_2 dans les courants de gaz à faible teneur en oxygène comme le gaz naturel et le gaz de raffinerie. Certains de ces procédés ont été appliqués à la récupération du CO_2 dans les gaz de combustion de combustibles fossiles, mais seulement après que ces gaz aient été épurés de leur dioxyde de soufre (SO_2). Le SO_2 contribue considérablement à la dégradation de nombreux solvants. C'est le cas notamment de l'éthanolamine (MEA) et du FS-1L, des solvants chimiques, ainsi que, dans une moindre mesure, du Selexol, employé dans un procédé physique.

Dans le présent rapport, nous avons inclus le coût de la désulfuration des gaz de combustion de manière à couvrir la possibilité qu'il faille piéger le SO_2 afin d'obtenir un rendement raisonnable des procédés lors du traitement des gaz produits par les centrales alimentées au charbon et au pétrole.

Le chauffage direct à l'oxygène, où l'alimentation en air des brûleurs est remplacée par une alimentation combinée d'oxygène et de gaz de combustion, a été testé de manière limitée à l'échelle commerciale. Dans ce procédé, on utilise de l'oxygène combiné aux gaz de combustion pour brûler les combustibles fossiles dans les chaudières déjà installées. Parce qu'il n'y a pas d'azote contenu dans l'air qui est introduit dans la chaudière, les gaz de combustion sont principalement du gaz carbonique et de la vapeur d'eau. L'absence d'azote simplifie la séparation du CO_2 contenu dans les gaz de combustion. Les principaux coûts de ce procédé sont associés à l'exploitation de l'usine de liquéfaction d'air qui est nécessaire pour séparer l'azote et l'oxygène contenus dans l'atmosphère. Des estimations de coûts pour cette technique ont été calculées à partir des données disponibles à cet effet. Cependant, les chaudières alimentées par des combustibles fossiles ne sont pas conçues pour être chauffées à l'oxygène; c'est pourquoi la modernisation nécessitée par cette technique peut imposer un nombre important de limites qui s'exerceront sur l'exploitation de la chaudière et restreindre ainsi l'application de ce procédé.

1.4 Sommaire des techniques d'élimination du gaz carbonique

Les cinq techniques d'élimination du CO_2 qui sont évaluées dans le présent rapport sont les suivantes : l'injection dans des champs de pétrole taris ou en exploitation; l'injection en eau profonde; la précipitation dans des saumures et l'élimination; l'injection ou le stockage dans des dômes de sel; et l'injection dans des bassins à algues. Les tableaux 7 à 13 donnent un aperçu de ces techniques. Les immobilisations et les frais d'exploitation comprennent le coût du transport du CO_2.

On a constaté que l'injection dans des champs de pétrole et de gaz taris ou en exploitation ainsi qu'en eau profonde constituait la méthode la plus faisable. Les centrales d'Alberta et de Saskatchewan seraient assez près de champs de gaz et de pétrole alors que celles situées à proximité des côtes est et ouest se trouveraient entre 350 et 450 km de l'océan.

Une autre méthode peut avoir un potentiel intéressant pour le Canada : il s'agit de l'épuration dans des saumures, suivie de la précipitation et de l'élimination des dépôts solides de carbonate (contenant du CO_2). En Saskatchewan et en Alberta, il peut exister d'importants aquifères saumâtres en profondeur (Ogu et Arnold, 1989); cette eau pourrait être pompée jusqu'aux centrales situées dans les provinces environnantes ou encore, le CO_2 pourrait être transporté jusqu'aux aquifères saumâtres. L'interaction du CO_2 avec les minéraux dissous relève toutefois d'une chimie complexe, qu'on commence à peine à étudier. Il est probable que les carbonates solides qui seraient produits seraient séparés de la saumure épuisée avant la réinjection de la saumure, cela pour éviter l'obturation de l'aquifère. Les matières solides pourraient alors être éliminées de la façon dont on élimine les boues de type classique produites par les installations de désulfuration des gaz de combustion. Cette option pourrait justifier la poursuite des travaux visant à déterminer le coût du transport des saumures, d'épuration par les saumures, de piégeage des matières solides et d'élimination des boues.

Il a été jugé que les deux autres options d'élimination évaluées n'étaient pas applicables au Canada. Le stockage dans des dômes de sel nécessiterait de vastes volumes d'eau douce pour le creusage des dômes alors que l'eau saumurée produite serait injectée dans la mer. La conversion de CO_2 en matières organiques dans des bassins à algues ne serait pas applicable au Canada à cause des besoins du procédé en lumière ultraviolette et de la superficie de terrain nécessaire. Les courtes durées d'éclairement et la faible intensité de lumière durant les mois d'hiver feraient qu'il serait impossible d'obtenir une conversion efficace du CO_2 pendant une bonne partie de l'année et en outre, le terrain nécessaire, même à faible latitude, rend cette option non pratique. Il se fait actuellement de la recherche sur l'utilisation de tubes de fibres optiques afin de réduire la superficie requise de terrain (Campbell *et al.*, 1989).

Tableau 4 Absorption par des solvants (chimique et physique)

DESCRIPTION DU PROCÉDÉ : Une tour de filtration permet un contact à contre-courant de liquide et de gaz. Du solvant réagit avec du CO_2 pour former un complexe. Le CO_2 est extrait du solvant par chauffage ou par détente. Le solvant est réacheminé dans la tour de filtration.

ÉTAT D'AVANCEMENT : Procédé bien au point et largement utilisé pour des gaz à faible teneur en SO_2. Des solvants sont empoisonnés par du SO_2. Dans la seule application commerciale de ce dispositif au traitement de gaz de combustion d'une chaudière alimentée au charbon, un épurateur de sodium du type classique est utilisé pour le piégeage du SO_2 avant l'absorption du CO_2.

EFFICACITÉ : Plus de 90 %.

POINTS À CONSIDÉRER : Corrosion et empoisonnement du solvant causés par du SO_2. Le coût de beaucoup de procédés est sensible à la pression partielle du CO_2 (pourcentage de CO_2).

PROCÉDÉS INDIVIDUELS :

Solvant	Type	Marque/fabricant	Efficacité	Points à considérer
Éthanolamine (MEA)	Chimique	Dow Union Carbide	>95 %	Appliqué aux centrales alimentées au charbon et au gaz naturel (piégeage du SO_2). Aucune limite sur le pourcentage de CO_2 à l'entrée.
Carbonate	Chimique	Benfield (Union Carbide); Catacarb (Eikmeyer and Associates); Giammarco-Vetrocoke (Davy McKee)	>99 %	Inhibiteur de la corrosion - meilleure efficacité à un pourcentage élevé de CO_2. Inhibiteur de la corrosion - meilleure efficacité à un pourcentage élevé de CO_2. Inhibiteur de la corrosion - aucune limite sur le pourcentage de CO_2 à l'entrée.
Éther méthylique de polyéthylène-glycol	Physique	Selexol (Norton)	>95 %	La meilleure efficacité avec un pourcentage élevé de CO_2 à l'entrée (18 % de CO_2 et plus).

ESTIMATION DES COÛTS : Procédé Selexol - 11 630 t/d, immobilisations - 258×10^6 $, frais d'entretien et d'exploitation - 15,2 $/t de CO_2, puissance - 291 kWh/t de CO_2.

APPLICABILITÉ : Aucune restriction importante à part celles mentionnées dans les points à considérer.

Tableau 5 Chauffage direct à l'oxygène ou recirculation du CO_2

DESCRIPTION DU PROCÉDÉ : Un volume d'air est partiellement liquéfié en vue de la production d'azote pur et d'ozygène pur. Le gaz de combustion recyclé (93 % de CO_2) est combiné avec une quantité suffisante d'oxygène (70 % de CO_2 pour 30 % de O_2) afin de brûler le charbon à une température normale de fonctionnement de la chaudière et pour produire un courant de gaz presque pur (95 % de CO_2) après déshydratation.

ÉTAT D'AVANCEMENT : À l'échelle pilote, modernisation des chaudières à alimentation automatique et recherche en évaluation du procédé.

EFFICACITÉ : 100 %.

POINTS À CONSIDÉRER : Température de la flamme, rapport CO_2:O_2, rapport de recirculation gaz de combustion:O_2, sécurité, infiltrations d'air et capacité additionnelle de ventilation pour la recirculation des gaz de combustion, corrosion de la chaudière à cause de la concentration élevée de SO_2 et de CO_2.

ESTIMATION DES COÛTS : 12 639 t/d, immobilisations de 247×10^6 $,
frais d'entretien et d'exploitation - 11,22 $/t, puissance - 237 kWh/t de CO_2.

APPLICABILITÉ : Peut se traduire par un déclassement de certaines chaudières.

Tableau 6 Absorption par des saumures

DESCRIPTION DU PROCÉDÉ : Des gaz de combustion sont mis en contact avec une saumure dans une tour de filtration : le CO_2 réagit avec les métaux alcalins dans une réaction semblable à la désulfuration des gaz de combustion sur de la chaux, afin de produire des dépôts solides de carbonate, de bicarbonate ou de sulfate de calcium ou de magnésium.

ÉTAT D'AVANCEMENT : Théorique, fondé sur des études d'absorption du SO_2 par des saumures en vue de la désulfuration des gaz de combustion ainsi que sur des études en laboratoire d'absorption du CO_2 par des saumures à pression et à température normales.

EFFICACITÉ : Plus de 92 % dans le cas d'un système d'eau de mer/CO_2.

POINTS À CONSIDÉRER : Il faut une solution à pH supérieur à 5 pour promouvoir la précipitation. Il peut être nécessaire d'avoir des rapports liquide:gaz très élevés pour que le piégeage soit efficace.

ESTIMATION DES COÛTS : Aucune donnée à cet effet n'a été trouvée.

APPLICABILITÉ : La Saskatchewan et l'Alberta disposent peut-être d'aquifères saumâtres importants. Les provinces côtières ont accès à l'eau de mer.

Tableau 7 Condensation-cryodistillation

DESCRIPTION DU PROCÉDÉ : Du gaz infiltré est séché et comprimé, puis réfrigéré dans une colonne de condensation de manière à en piéger le CO_2 liquide. Le procédé de Ryan-Holmes a recours à un additif qui provoque la condensation aux températures supérieures (moins de réfrigération).

ÉTAT D'AVANCEMENT : Procédé utilisé pour le piégeage du CO_2 dans les mélanges de méthane-CO_2 et du CO_2 naturel lors de la récupération améliorée de pétrole. Il est rapporté que beaucoup de firmes commerciales de génie fournissent ce service.

EFFICACITÉ : Dans le cas de la distillation directe, 70 à 85 %.

POINTS À CONSIDÉRER : Ryan-Holmes recommande d'employer des courants de gaz qui contiennent 20 % de CO_2. La compression et la réfrigération sont énergivores.

ESTIMATION DES COÛTS : Aucune donnée à cet effet n'a été trouvée. Cependant, on a estimé que la consommation énergétique correspond à 70 % de la capacité de la centrale.

APPLICABILITÉ : Pas de restriction majeure sauf que beaucoup de centrales seraient déclassées à cause de la consommation élevée d'énergie.

Tableau 8 Adsorption sur des solides/dépollution par tamis moléculaire

DESCRIPTION DU PROCÉDÉ : Le CO_2 est adsorbé sur un solide ou capturé par celui-ci. Après contact, le CO_2 est désorbé afin de régénérer le sorbant ou est éliminé avec le produit solide épuisé.

ÉTAT D'AVANCEMENT : Les zéolites naturelles (alumino-silicates) ont été appliquées à l'adsorption du SO_2. Il y a peu de renseignements sur la capacité d'adsorption du CO_2 par des substances naturelles ou des tamis moléculaires.

EFFICACITÉ : Pour une efficacité élevée, il peut falloir de grandes quantités de sorbants.

POINTS À CONSIDÉRER : Il faut ajouter une étape de régénération de l'adsorbant lorsque des adsorbants synthétiques sont utilisés. L'utilisation d'adsorbants naturels nécessiterait le piégeage et l'élimination d'adsorbants en grand volume.

ESTIMATION DES COÛTS : Aucune donnée à cet effet n'a été trouvée.

APPLICABILITÉ : Il y a peu de gîtes exploitables et de grande taille de zéolites naturelles.

Tableau 9 Récupération améliorée de pétrole/injection dans des champs de pétrole taris

PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT : Le CO_2 est injecté dans sa phase quasi liquide, sous une pression de 13 790 kPa (2 000 lb/po^2) dans des champs de pétrole ou de gaz abandonnés ou en exploitation. Le front de déplacement créé pousse le pétrole et l'eau à migrer dans les microfissures de la roche mère.

ÉTAT D'AVANCEMENT : Aux États-Unis, il s'agit d'une pratique courante en vue de la récupération améliorée de pétrole.

PRÉOCCUPATIONS ENVIRONNEMENTALES : Contamination de l'eau souterraine; instabilité géologique; répercussions découlant de la construction et de la présence des pipelines.

ESTIMATION DES COÛTS : Selon les coûts associés à un pipeline ayant une capacité de 50 168 t/d.
Capacité - 50 168 t/d, immobilisations - 258 900 $/km, frais d'entretien et d'exploitation - 0,0023 $/t•km, puissance - 0,045 kWh/t•km.

Tableau 10 Injection en eau profonde

PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT : Du CO_2 dans sa phase quasi liquide et soumis à une pression de 13 790 kPa (2 000 lb/po^2) est rejeté en eau profonde par plus de 3000 m. À cette profondeur, le CO_2 est plus dense que l'eau de mer et on pense qu'il coulerait jusqu'au fond sans se dissoudre ou s'y disperser.

ÉTAT D'AVANCEMENT : On en est au stade des hypothèses. Il est question de la faisabilité de cette technique dans la documentation scientifique.

PRÉOCCUPATIONS ENVIRONNEMENTALES : La stabilité des poches de CO_2 liquide en eau profonde est mise en doute; le CO_2 dissous dans l'eau de mer rendrait l'eau davantage alcaline et ce phénomène serait nuisible aux communautés biotiques du fond de la mer; les pipelines joignant les sources à la mer traverseraient des secteurs côtiers qui comprendraient sans doute des terres humides ainsi que des communautés biotiques sensibles; les effets sur les pêches sont inconnus, mais sont préoccupants.

ESTIMATION DES COÛTS : Selon les coûts d'un pipeline ayant une capacité de 153 504 t/d.
Capacité - 153 504 t/d, investissements - 916 608 $/km, frais d'entretien et d'exploitation - 0,0013 $/t•km, puissance - 0,026 kWh/t•km.

APPLICABILITÉ : Le fond de l'océan, à d'assez courtes distances des littoraux est et ouest.

Tableau 11 Précipitation dans des saumures et réinjection

PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT : Le CO_2 est piégé du courant de gaz de combustion qui circulent dans des saumures naturelles. La saumure est réinjectée dans le sol après que les carbonates aient été précipités de la solution. Les carbonates précipités sont vendus à des fins commerciales ou sont éliminés de la même manière dont on élimine les rejets solides de désulfuration.

ÉTAT D'AVANCEMENT : Le piégeage par des saumures naturelles du CO_2 contenu dans des courants de gaz de combustion a fait l'objet de peu d'attention.

PRÉOCCUPATIONS ENVIRONNEMENTALES : Élimination des carbonates sous forme solide; utilisation des terres comme bassins de précipitation; les pipelines qui transportent le CO_2 jusqu'aux saumures ou l'inverse peuvent franchir des zones sensibles sur le plan environnemental.

APPLICABILITÉ : Solution la mieux adaptée aux centrales situées à proximité de gîtes d'eau saumâtre.

COÛTS : Aucune donnée à cet égard n'a été trouvée.

Tableau 12 Injection dans des dômes de sel

PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT : Des gîtes de sel (dômes) sont excavés ou creusés par dissolution au moyen d'eau douce; la saumure est extraite, laissant une grotte qui peut servir à l'entreposage.

ÉTAT D'AVANCEMENT : Solution qui connaît un grand usage commercial aux États-Unis pour l'entreposage du pétrole.

PRÉOCCUPATIONS ENVIRONNEMENTALES : Élimination de la saumure. Certains minéraux contenus dans la saumure ont des utilités commerciales, mais 80 à 90 millions de barils de saumure sont produits lorsqu'on creuse une cavité qui a une capacité de 10 millions de barils. Il y a eu d'importantes études sur les effets environnementaux de l'élimination des saumures dans le golfe du Mexique qui n'ont permis d'observer aucun effet important; les pipelines peuvent traverser des secteurs sensibles sur le plan l'environnemental.

APPLICABILITÉ : Cette solution n'est pas considérée comme étant faisable à cause de l'importante capacité d'emmagasinage requise afin de réduire pour la peine les émissions de CO_2.

COÛTS : Les coûts rapportés ne sont pas applicables.

Tableau 13 Injection dans des bassins à algues

PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT : Un courant de CO_2 est pompé dans des bassins artificiels afin de stimuler la croissance des algues après quoi s'ensuit la photosynthèse ($CO_2 + H_2O + UV \rightarrow CH_2O + O_2$). Certaines espèces d'algues produisent en grande quantité des lipides qui se prêtent à la conversion en combustibles diesel.

ÉTAT D'AVANCEMENT : Cette technique constitue une option à long terme. On croit qu'elle parviendra sur le marché en l'an 2020. La recherche de l'EPRI montre qu'il faut 22/km^2 (8,5 mi^2) pour piéger le CO_2 produit par une centrale de 500 MW.

CARACTÉRISTIQUES D'ALIMENTATION : Les prototypes courants utilisent du CO_2 pur; certaines substances comprises dans les gaz de combustion peuvent être toxiques pour les algues.

APPLICABILITÉ : La production des algues est limitée par l'abondance de la lumière. Au Canada, ce problème est aigu, comme l'est celui de la courte saison de croissance.

COÛTS : Les coûts rapportés ne sont pas applicables.

Section 2

Techniques de piégeage du gaz carbonique

La présente section porte sur le procédé ainsi que sur le principe de fonctionnement de chacune des techniques de piégeage du CO_2; nous faisons également le point sur l'état d'avancement actuel de chacune. Nous rapportons les estimations de l'efficacité de la réduction qu'on trouve dans la littérature, et nous indiquons les points à considérer ainsi que les caractéristiques du flux de déchets.

2.1 Absorption par des solvants

Le procédé d'absorption par des solvants repose sur des principes classiques de génie chimique qui s'appliquent aux interactions entre des liquides et des gaz en vue de l'absorption et de la désorption ainsi que de la récupération du CO_2. Il existe deux types d'absorbants liquides : à action chimique et à action physique. Les carbonates et les amines d'origine organique sont deux exemples précis de solvants chimiques. Dans un procédé commercial utilisant un solvant à action physique, on a recours à l'éther. En outre, on a utilisé le méthanol comme solvant à action physique du CO_2 (Steinberg, 1983; Shah et McFarland, 1988; Ogu et Arnold, 1989).

2.1.1 Absorption chimique par l'éthanolamine

Dans ce procédé, une tour de filtration sert à mettre en contact à contre-courant de l'éthanolamine (MEA) liquide avec les gaz de combustion (Steinberg, 1983; Ogu et Arnold, 1989; Arnold *et al.*, 1982). L'éthanolamine réagit avec le CO_2 pour former un complexe chimique stable. Le gaz carbonique est récupéré par stripage à la vapeur du solvant épuisé afin de régénérer l'éthanolamine qui est réutilisée dans la tour de filtration. La figure 2 décrit le procédé d'absorption par éthanolamine sans que soit pratiquée une désulfuration préalable des gaz de combustion.

L'absorption par l'éthanolamine du CO_2 en vue de sa récupération est une technique au point largement utilisée en conjonction avec la synthèse du gaz produit à partir du charbon ainsi qu'avec la préparation du gaz naturel (Shah et McFarland, 1988; Sparrow *et al.*, 1988). En 1982, le dispositif Kerr-McGee, mis en service à Searles Valley en Californie, a fait la preuve de l'utilité de l'éthanolamine pour le piégeage du CO_2 produit par une centrale alimentée au charbon alors que le CO_2 devait être éliminé en vue de la récupération améliorée de pétrole (RAP).

Toutefois, le SO_2 était piégé avant l'absorption du CO_2 au moyen d'un dispositif classique d'épuration du sodium par voie humide (Vandenhengel et Stright Jr., 1979; Arnold *et al.*, 1982). En 1982, une centrale alimentée au gaz naturel, qui était située à Lubbock au Texas, a utilisé une alcanolamine semblable pour le piégeage du CO_2 en vue de la récupération améliorée de pétrole; on rapporte qu'il s'agit de la première installation à grande échelle au monde de séparation du CO_2 contenu dans des gaz de combustion (Pauley, 1984).

On rapporte que l'absorption du CO_2 par l'éthanolamine est inférieure à 95 %. Il n'existe pas de limite inférieure de la concentration du CO_2 contenu dans le gaz à

traiter, bien qu'il soit préférable d'avoir de fortes concentrations de gaz carbonique et de moindres concentrations d'oxygène, d'eau, de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote. Il faut un inhibiteur de la corrosion si des composés soufrés sont présents. La corruption des solvants aminés par le SO_2 rend l'éthanolamine inutilisable pour le traitement des gaz contenant du SO_2. L'effluent gazeux du dispositif d'absorption par l'éthanolamine, riche en CO_2, serait comprimé et desséché en vue de son transport et de son élimination (Steinberg *et al.*, 1984; Shah et McFarland, 1988; Ogu et Arnold, 1989; Sparrow *et al.*, 1988; Vandenhengel et Stright Jr., 1979; Wolsky *et al.*, 1985a; Wolsky et Brooks, 1988).

2.1.2 Absorption chimique par du carbonate chaud

Ce procédé d'absorption (*cf.* figure 2) repose sur l'utilisation d'une tour de filtration ou d'une tour à plateaux afin d'assurer un contact par circulation inverse entre le carbonate liquide chaud et les gaz de combustion (Shah et McFarland, 1988; Arnold *et al.*, 1982). Le carbonate chaud réagit avec le CO_2 pour former un complexe chimique stable. Des activateurs ou catalyseurs, comme le trioxyde d'arsenic ou des borates aminés, sont ajoutés afin d'accélérer la réaction et, par conséquent, de réduire la hauteur de la colonne par rapport à ce qu'elle est dans les systèmes classiques d'absorption par solvant. La régénération du carbonate chaud exige moins de vapeur que celle des autres solvants chimiques, lesquels, dans certains cas, n'utilisent qu'un stripage à

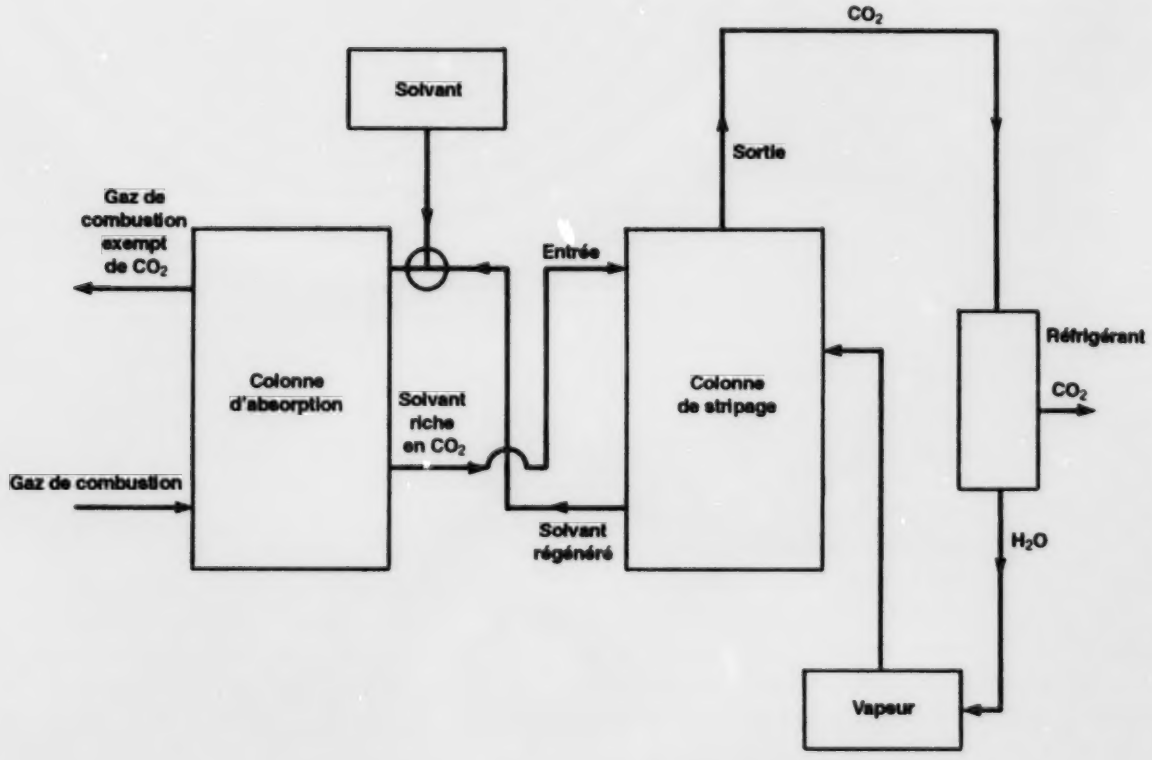


Figure 2 Absorption chimique par des solvants

l'air. En outre, les catalyseurs inhibent la corrosion, un facteur important dans des circuits en opération continuelle.

On compte parmi les systèmes commerciaux au carbonate chaud le procédé Benfield (Union Carbide), le procédé Catacarb (Eikmeyer and Associates) ainsi que le procédé Giammarco-Vetrocoke (Davy McKee). On rapporte que ces méthodes ont une efficacité de plus de 99 %. Les procédés Benfield et Catacarb sont sensibles à la pression partielle du CO_2, alors que le procédé Giammarco-Vetrocoke ne l'est pas (Shah et McFarland, 1988; Ogu et Arnold, 1989; Sparrow *et al.*, 1988).

L'absorption du CO_2 par du carbonate chaud produit un gaz effluent concentré en CO_2 à la pression normale. Il est nécessaire de comprimer l'effluent gazeux afin d'en assurer le transport et l'élimination (Sparrow *et al.*, 1988).

2.1.3 Absorption physique par du Selexol

Le Selexol, un éther méthylique de polyéthylèneglycol, dissout physiquement le CO_2 à basse température et à haute pression dans une tour de filtration. Le stripage à l'air ou le traitement de vaporisation instantanée (par détente) dans des réservoirs à pression atmosphérique est la technique utilisée pour régénérer le solvant; le procédé de stripage ne nécessite pas de chaleur (Shah et McFarland, 1988; Sparrow *et al.*, 1988). Il est facile de déshydrater le CO_2 puisqu'il n'y a pas d'eau introduite sous forme de vapeur dans ce procédé. La figure 3 montre un procédé typique de récupération du CO_2 par le Selexol.

Le Selexol est disponible chez Norton Chemical Company (Shah et McFarland, 1988). Ce procédé a été appliqué au piégeage du CO_2 et des composés soufrés réduits (H_2S, COS, etc.), pour la purification de l'ammoniac après synthèse à partir du méthane, pour l'épuration de gaz de synthèse produit par gazéification du charbon ainsi que pour la désulfuration du gaz naturel afin

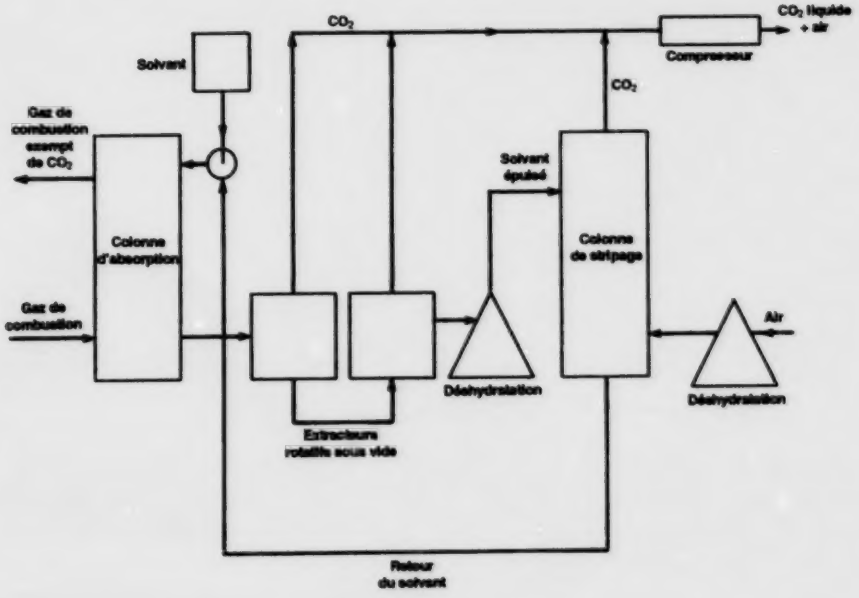


Figure 3 Absorption physique par des solvants

de l'adoucir. Aux États-Unis, plus de 40 installations utilisent actuellement le Selexol pour piéger le CO_2. Dans la plupart des applications, il s'agissait de gaz à traiter à fort pourcentage de CO_2 (plus de 20 %) et peu ou pas de SO_2 (Shah et McFarland, 1988; Ogu et Arnold, 1989).

On estime à plus de 97 % l'efficacité du Selexol pour le piégeage du CO_2 contenu en concentrations de 18 % dans un gaz à traiter. En soi, la solution de Selexol n'est pas corrosive et, puisque le SO_2 est beaucoup moins soluble que le CO_2 dans le Selexol (environ 100 fois moins), il est moins probable qu'il y ait interférence ou corrosion par le SO_2 dissous que ce ne l'est dans les systèmes de traitement par des amines ou des carbonates (Shah et McFarland, 1988).

2.2 *Chaudières à chauffage direct à l'oxygène ou à recirculation du gaz carbonique*

Dans les chaudières à chauffage direct à l'oxygène ou à recirculation du CO_2, l'air ambiant est liquéfié et séparé en azote pur et en oxygène pur (79 % d'azote et 21 % d'oxygène). Les gaz de combustion recyclés (91 % de CO_2) sont combinés avec une quantité suffisante d'oxygène (70 % de CO_2 et 30 % d'O_2) afin d'assurer la combustion du charbon à la température normale des chaudières et afin de produire un effluent gazeux presque pur (95 % de CO_2) après l'avoir desséché (Wolsky *et al.*, 1988). La figure 4 illustre ce procédé.

On a déjà effectué de la recherche à l'échelle de laboratoire, à l'échelle pilote et en grandeur réelle (modernisation d'installations) ainsi que des évaluations (Steinberg, 1983; Wolsky *et al.*, 1988; Wolsky et Brooks, 1988; Sparrow *et al.*, 1988; Wolsky, 1986). En 1985, Batelle Columbus et l'*Argonne National Laboratory* ont procédé à des tests dans une chambre de combustion alimentée au charbon pulvérisé, d'une capacité de 0,4 MBtu/h*. Des essais à l'échelle pilote, avec une chambre de combustion verticale de 10 MBtu/h, ont été faits en 1987 avec du charbon subbitumineux. En 1986, à la centrale électrique de Black Hills, à Rapid City dans le Dakota du Sud, une chaudière alimentée mécaniquement, d'une capacité de 2 MBtu/h, a été modernisée de façon à permettre la recirculation du CO_2. Ces derniers essais ont été réalisés en utilisant du charbon subbitumineux (Wolsky et Brooks, 1988; Sparrow *et al.*, 1988).

L'efficacité de ce procédé est de 100 % puisque le CO_2 est contenu à l'intérieur du système. Les points essentiels à considérer sont les suivants : la température de la flamme, le rapport du CO_2 à l'O_2 ainsi que le rapport de recirculation des gaz à combustion et de l'oxygène. Ces facteurs ont été étudiés dans le cas des chaudières alimentées au charbon (Wolsky *et al.*, 1985; Wolsky *et al.*, 1988; Sparrow *et al.*, 1988). Parmi les autres points à considérer, on compte la sécurité, les infiltrations d'air ainsi que la capacité accrue de ventilation pour la recirculation des gaz de combustion (Wolsky et Brooks, 1988). Lors des essais, on n'a pas observé d'effet discernable sur la combustion du charbon, la production de vapeur et les systèmes d'alimentation en charbon et de manutention des cendres. Cependant, la conception et les caractéristiques d'exploitation des chaudières au charbon varient de manière importante de l'une à l'autre; c'est pourquoi les résultats obtenus ne peuvent pas être

---

* 1 Btu = 1,055 056 kJ

extrapolés à l'ensemble des chaudières. Il est probable que certaines chaudières seraient déclassées après leur modernisation à cause de déséquilibres dans la section de transfert de la chaleur. Faute de procéder à des essais et des évaluations détaillés, il est impossible d'estimer le nombre de chaudières qui donneraient lieu à de graves problèmes d'exploitation. Il est possible que la corrosion des chaudières soit un problème, à cause de la teneur élevée en CO_2 et en SO_2 en présence d'humidité produite par la combustion.

Après dessèchement, un gaz de combustion composé de 95 % de CO_2, de 3 % de O_2 ainsi que de 2 % de SO_x et de NO_x est produit, prêt à être comprimé et transporté par pipeline jusqu'à un point d'élimination (Wolsky et Brooks, 1988).

2.3 Absorption par des saumures

Le gaz carbonique réagit avec des éléments contenus dans la saumure (calcium, magnésium, sodium, potassium, etc.) pour former des composés chimiques stables, principalement du carbonate de sodium (Na_2CO_3); du chlorure de magnésium ($MgCl_2$); du carbonate de magnésium ($MgCO_3$); ainsi que du carbonate de calcium ($CaCO_3$) (Ogu et Arnold, 1989). On a exploré les possibilités commerciales d'extraction des minerais dans les saumures selon ce principe (Ogu et Arnold, 1989). La figure 5 montre le schéma d'un système potentiel d'absorption par la saumure des gaz de combustion en vue de la récupération du CO_2.

Dans ce système, les gaz de combustion viennent en contact avec la saumure dans une colonne d'absorption ou une tour de précipitation conçue de façon à maximiser le

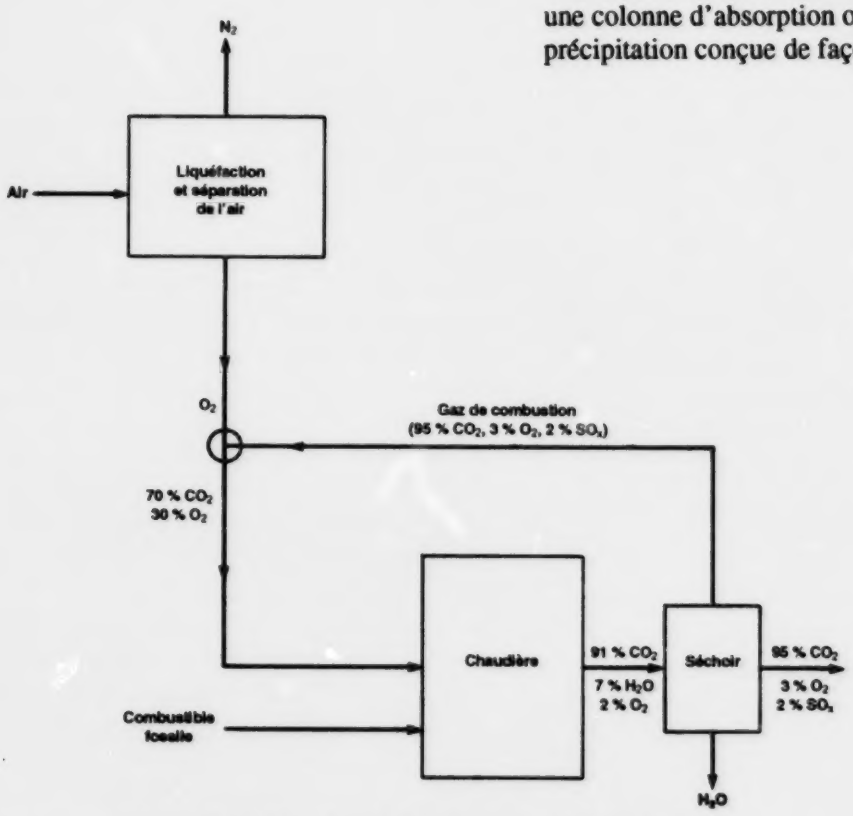


Figure 4 Chaudières à recirculation du gaz carbonique

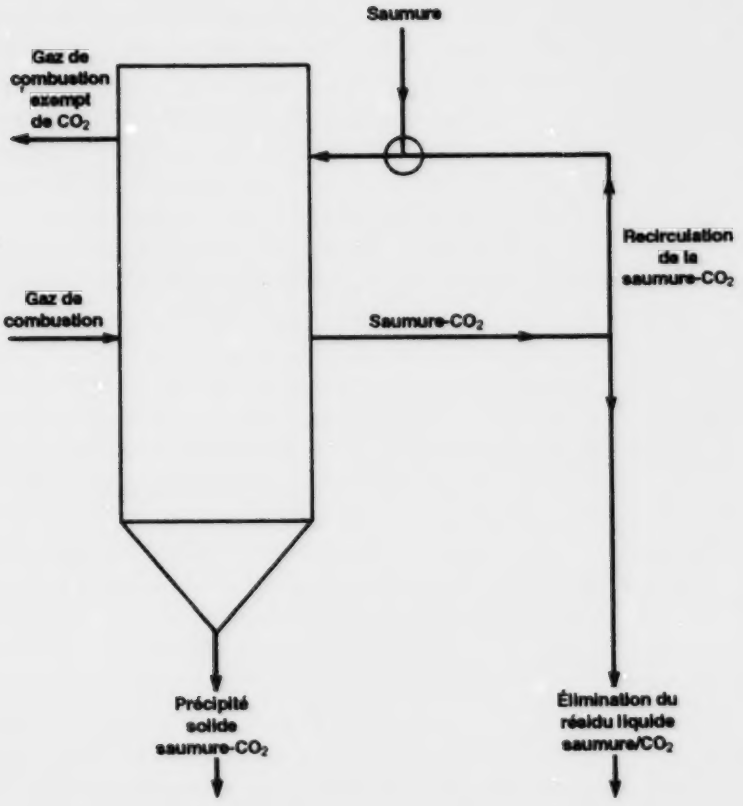


Figure 5 Absorption par la saumure

contact entre les gaz et le liquide ainsi que le rapport gaz:liquide, et ce, en vue de minimiser les dimensions de la tour. Le CO_2 contenu dans les gaz de combustion réagit avec les minéraux alcalins selon un procédé semblable à la désulfuration des gaz de combustion par la chaux pour produire des précipités de carbonate et de bicarbonate de calcium ou de magnésium qui peuvent être commercialisables. Par exemple, le carbonate de calcium sert commercialement dans les peintures au latex, les résines, les adhésifs et les caoutchoucs; le carbonate de magnésium est un ingrédient important des cosmétiques et le chlorure de magnésium sert à la fabrication du magnésium métallique.

On a exploré en théorie l'utilisation de la saumure pour le piégeage de gaz effluents dans le cas de la désulfuration des gaz de combustion et dans le cadre d'études de laboratoire pour l'absorption du CO_2 par des saumures, à pression et à température normales. La société Phillips Petroleum Company a utilisé un procédé breveté de piégeage du CO_2 contenu dans le gaz naturel (U.S. Patent, 1980), dont le dispositif repose sur le fond de la mer. Il est rapporté que l'efficacité de ce procédé est supérieure à 92 % dans le cas d'un système d'eau de mer et de gaz naturel; on rapporte en outre qu'il est applicable à des courants de gaz contenant 10 à 20 % de CO_2 (Ogu et Arnold, 1989).

Lors d'expériences en laboratoire effectuées avec la saumure et le CO_2, une solution dont le pH est supérieur à 5 était nécessaire pour assurer la précipitation du complexe minéral de saumure et de CO_2. Il se peut que la précipitation ne soit pas nécessaire pour l'épuration du gaz de combustion; la complexation peut être suffisante pour assurer la capture du CO_2, selon la solubilité des carbonates minéraux dans la saumure ou dans les courants de recirculation. Les réacteurs par pulvérisation peuvent assurer un bon contact entre le gaz et la saumure (Wolsky et Brooks, 1985), bien qu'il puisse falloir un rapport très élevé du liquide au gaz afin de parvenir à l'efficacité de piégeage recherchée. Il n'y a pas eu de recherche faite sur le rapport nécessaire entre les liquides et les gaz. S'il faut un rapport très élevé, ce procédé peut ne pas être faisable pour des raisons d'ordre économique. Le flux de déchet de saumure et de CO_2 sera une solution, une bouillie ou une boue de carbonates minéraux, selon le procédé retenu (Ogu et Arnold, 1989).

2.4 Condensation-cryodistillation du gaz carbonique contenu dans les gaz de combustion

À basse température et à haute pression, le CO_2 peut être condensé et séparé de gaz qui le sont moins. La figure 6 montre un procédé de condensation et de cryodistillation qui sert au piégeage du CO_2. Le gaz de combustion est séché et comprimé à l'entrée, ensuite le gaz desséché est réfrigéré dans une colonne de condensation pour permettre la récupération du CO_2 liquide. Un procédé de condensation-cryodistillation, commercialisé par Ryan-Holmes, fait appel à un additif afin d'améliorer la distillation à haute température (Wolsky et Brooks, 1985).

Le procédé de condensation-cryodistillation a été appliqué au piégeage du CO_2 dans des mélanges de méthane et de CO_2 ainsi que des gaz utilisés pour la récupération améliorée de pétrole. On rapporte que beaucoup de sociétés commerciales d'ingénierie offrent ce service. En 1984, Koch Process Systems de Westborough, au Massachusetts, détenait les licences de

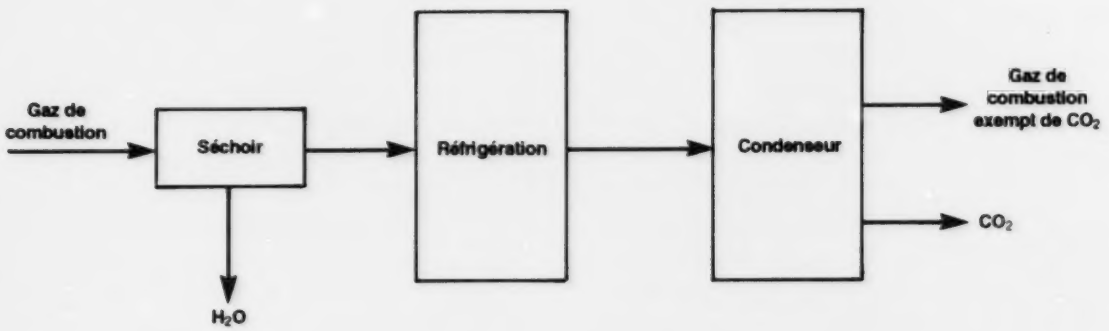


Figure 6 Condensation-cryodistillation

sept applications du procédé de condensation-cryodistillation en vue du piégeage du CO_2 contenu dans des effluents de procédés, notamment par l'intermédiaire d'Amerada Hess Corporation à Seminole, Texas (Sparrow *et al.*, 1988; Wolsky et Brooks, 1985).

Il est rapporté que l'efficacité du procédé de condensation-cryodistillation «directe» est de 70 à 85 %. D'autre part, le procédé Ryan-Holmes parviendrait à un meilleur rendement que la distillation directe.

La condensation-cryodistillation consomme beaucoup d'énergie lorsque la concentration de CO_2 des gaz à traiter est faible. Le procédé Ryan-Holmes est recommandé dans le cas des courants gazeux dont la concentration de CO_2 est supérieure à 20 %. Dans le procédé de condensation-cryodistillation, les gaz à traiter contiennent tous les gaz condensables, notamment le SO_2 s'il est présent dans les gaz de combustion. Pour éviter la corrosion, il faut d'abord dessécher les gaz à traiter (Wolsky *et al.*, 1985; Wolsky et Brooks, 1985).

2.5 *Adsorption sur des solides (tamis moléculaire)*

Avec l'adsorption sur des solides, le CO_2 est capturé par le solide à cause des propriétés de l'adsorbant ou de la porosité, comme c'est le cas avec les tamis moléculaires (Ogu et Arnold, 1989). Les zéolites synthétiques ou naturelles semblent constituer une classe d'adsorbant qui pourrait se révéler être efficace pour le piégeage de CO_2 (Steinberg, 1983). La terre de diatomées est une source de zéolites naturelles.

La figure 7 donne un exemple d'un procédé d'adsorption. Ce procédé permet aux gaz de combustion qui contiennent du CO_2 de passer dans une colonne d'adsorption, où il se produit un bon contact entre les gaz et les solides, et d'être capturés. On peut aussi utiliser un séchoir par pulvérisation pour une meilleure efficacité. À la deuxième étape, le CO_2 est désorbé de la zéolite afin de régénérer les solides ou éliminé avec les solides épuisés sous forme de résidus solides.

Lorsque l'adsorption sur des solides est appliquée au piégeage du CO_2, il est recommandé d'avoir un système double pour éviter des temps d'arrêt pendant que les dispositifs d'adsorption sont en fonctionnement. Une étape de régénération de l'adsorbant est une option particulièrement attrayante lorsque des zéolites synthétiques coûteuses sont utilisées (U.S. EPA, 1985; Steinberg, 1983).

Des zéolites naturelles (alumino-silicates) ont été appliquées au piégeage du SO_2. On sait peu de choses de la capacité d'adsorption du CO_2 sur des substances naturelles, sauf certains commentaires relatifs à la mauvaise capacité éventuelle des zéolites (Steinberg, 1983; U.S. EPA, 1985; Ogu et Brooks, 1989).

La régénération des adsorbants solides produit un flux concentré de CO_2 qui doit être comprimé en vue du transport et de l'élimination de ce composé. Compte tenu du grand volume nécessaire de terre et du coût du transport, il n'est probablement pas souhaitable, sur le plan écologique, d'utiliser des adsorbants naturels. En outre, il n'existe pas de gîte important de terre de diatomées au Canada.

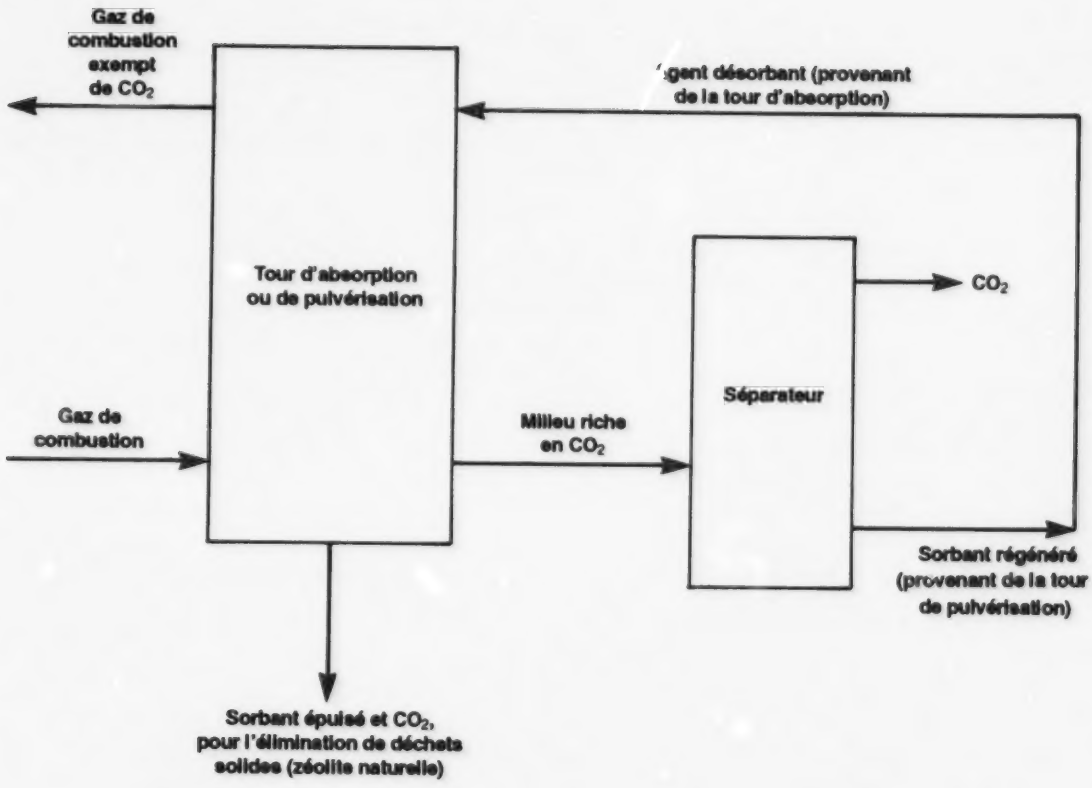


Figure 7 **Adsorption sur des solides ou sur un tamis moléculaire**

Section 3

Technique d'élimination du gaz carbonique

Les techniques envisagées pour l'élimination du CO_2 comprennent entre autres : le stockage souterrain, l'injection en eau profonde, la réaction avec des saumures naturelles et l'injection dans des bassins à algues. La faisabilité et les effets sur l'environnement des techniques de stockage souterrain, comme l'injection dans des puits d'hydrocarbures taris et le stockage dans des dômes de sel, ont été évalués par rapport à des techniques éprouvées semblables, notamment la récupération améliorée du pétrole (RAP) par le CO_2 et le stockage de pétrole dans des dômes de sel. Toutefois, l'injection en eau profonde, la réaction avec des saumures et l'injection dans des bassins à algues sont encore des techniques à l'étude; leur faisabilité et leurs effets ne sont pas aussi bien documentés.

3.1 Récupération améliorée du pétrole et injection dans des puits taris

L'extraction primaire permet de retirer environ un tiers du pétrole d'un puits, et un autre tiers peut être retiré à l'aide de techniques de RAP. La récupération améliorée du pétrole par injection de CO_2 est une pratique commune aux États-Unis, et plus particulièrement dans les États de la côte du golfe du Mexique. Des projets de RAP sont en cours en Alberta, mais ils sont principalement basés sur l'utilisation d'un solvant de type hydrocarbure, et non de CO_2. Les projets albertains utilisant le CO_2 consistent en une installation pilote et une installation commerciale. L'utilisation du gaz carbonique est souhaitable pour les opérations de RAP parce que sa grande solubilité dans le pétrole réduit de façon marquée la viscosité et la densité des huiles et les rend plus mobiles dans les formations rocheuses (Horn et Steinberg, 1981).

Comme source de CO_2, on utilise présentement des gisements naturels pour les opérations de RAP aux États-Unis. Du CO_2 est acheminé vers les champs pétrolifères dans des pipelines à une pression de 15 168 kPa (2 200 lb/po^2), puis injecté dans des puits. Lors du contact, une certaine partie des hydrocarbures se vaporise et se mélange au CO_2, formant un front de déplacement. À mesure que le CO_2 est pompé dans le puits, le front se déplace à travers la roche, poussant le pétrole à l'avant de celui-ci (Krickenberger et Lubroe, 1981). Il faut de 170 à 1 100 kg de CO_2 pour récupérer un baril* de pétrole, compte tenu de facteurs comme le type de roc, le degré de tarissement du puits et le volume initial du réservoir (Pechtl, 1989).

Le *National Petroleum Council* des États-Unis a indiqué que l'injection de CO_2 était la technique de choix pour la RAP et prévoit que l'injection de CO_2 pour la production de pétrole sera plus utilisée que la récupération thermique vers l'an 2007. Ces projections sont basées sur l'utilisation de sources naturelles de CO_2. Aux États-Unis, les sources anthropiques de CO_2 n'ont presque pas été utilisées (Cobb *et al.*, 1988; Wolsky *et al.*, 1985)). La RAP

* 1 baril = 0,159 m^3

requiert du CO_2 d'une pureté variant entre 90 et 98 % injecté à environ 13 370 kPa (2 000 lb/po^2) (Krickenberger et Lubroe, 1981; *Oil and Gas Journal*, 1982). Le coût de la récupération du CO_2 des gaz de combustion et de sa purification tend à être le facteur limitatif pour la RAP, plutôt que les problèmes de faisabilité associés au transport du CO_2 et à son injection dans les puits.

L'injection de CO_2 dans les puits taris de pétrole et de gaz en vue de son stockage permanent utiliserait probablement des techniques identiques à celles de la RAP. Toutefois, seulement 20 à 50 % du CO_2 injecté pour la RAP reste dans le réservoir. L'injection de CO_2 pour la RAP n'a pas été conçue de façon à maximiser le stockage de CO_2. Des techniques améliorées de colmatage ainsi que de récupération et réinjection du CO_2 provenant de l'eau et du pétrole récupérés permettraient d'accroître ce pourcentage de façon significative (Pechtl, 1989).

Effets environnementaux. Aux États-Unis, la RAP par injection de CO_2 est utilisée surtout au Texas, en Louisiane et en Californie, où l'obtention de permis ou la tenue d'audiences sont requises. La principale préoccupation environnementale touchant les projets de RAP est la protection des eaux souterraines. La stabilité géologique du secteur proposé pour la RAP est également prise en considération et, dans les régions côtières de la Californie, une étude environnementale est une condition préalable à la délivrance de permis de RAP.

Les préoccupations environnementales portent généralement sur les répercussions de la récupération du pétrole et sur la possibilité de fuites ou de déversements accidentels. Les effets à long terme du stockage du CO_2 n'ont pas été étudiés par les organismes délivrant les permis. Toutefois, la corrosion des canalisations due à l'acide carbonique formé par la réaction eau-CO_2 pourrait devenir un problème dans le cas du stockage permanent du CO_2. Parce que la RAP touche environ le tiers de la superficie totale du profil d'un puits (Haynes *et al.*, 1978), on note d'autres effets secondaires possibles, comme la perte de végétation, la destruction d'habitats et l'érosion subséquente du sol. Les répercussions en surface pourraient être réduites par le forage directionnel, qui permettrait de réduire le nombre de puits requis pour drainer le réservoir. Une surveillance appropriée est également nécessaire pour voir à ce que les canalisations et le colmatage restent intacts.

3.2 Injection en eau profonde

L'élimination en eau profonde du CO_2 récupéré est une option hypothétique qui nécessiterait le pompage de CO_2 liquide sous une pression de 13 790 kPa (2 000 lb/po^2) à des profondeurs marines de 3 000 m ou plus. À cette profondeur, le CO_2 est plus dense que l'eau de mer et on croit qu'il coulerait jusqu'au fond de l'océan sans être dissous ou dispersé par l'eau de mer. Alors que cette technique d'élimination n'a jamais fait l'objet d'essais, on peut supposer, à partir de la documentation scientifique, que l'océan peut constituer un important puits environnemental non encore utilisé pour le CO_2 atmosphérique et que le CO_2 y serait retenu pour des centaines ou des milliers d'années (Steinberg *et al.*, 1984; Baes *et al.*, 1980).

Effets environnementaux. L'élimination en eau profonde serait la solution la plus pratique là où se trouvent des profondeurs océaniques de 3 000 m ou plus relativement près du rivage. L'acheminement par pipeline de CO_2 liquide jusqu'à des profondeurs

suffisantes est probablement technologiquement faisable. Toutefois, les effets à long terme sur l'environnement d'importants volumes de CO_2 liquide au fond de l'océan n'ont pas été étudiés. Parmi les problèmes particuliers, on note : la saturation par le CO_2 de différentes couches de l'océan, les cycles des substances nutritives en eau profonde et les profils de circulation océanique. Étant donné que la dissolution du CO_2 augmenterait l'alcalinité de l'eau de la mer, on ne sait pas si les réservoirs de CO_2 liquide du fond des mers resteraient dans un état stable. Les changements de l'alcalinité de l'eau de mer pourraient avoir un effet profond sur les systèmes biotiques et abiotiques de l'océan. Ces effets potentiels sur les pêches constituent une préoccupation majeure (Steinberg *et al.*, 1984; Baes *et al.*, 1980; Takashi, 1989; Horn et Steinberg, 1981).

Au Canada, on trouve des profondeurs océaniques de 3 000 m ou plus dans l'Atlantique, à environ 400 km au large de la Nouvelle-Écosse, dans la plaine abyssale de Sohn, et à 1 000 km de la côte de Terre-Neuve, dans le bassin de Terre-Neuve; et dans le Pacifique, à 1 000 km au large de la côte Ouest, dans la plaine abyssale de Tufts.

3.3 Précipitation par la saumure et réinjection

L'utilisation de saumure naturelle a été envisagée pour l'élimination du CO_2 des gaz de combustion. Ceci nécessiterait l'élimination de grandes quantités de saumure épuisée. L'interaction du CO_2 avec les minéraux dissous est complexe et son étude ne fait que commencer. La saumure produite comme déchet par diverses activités minières est habituellement réinjectée dans des puits profonds sans effets nocifs apparents. On suppose que la saumure ayant servi au traitement des gaz de combustion pourrait également être réinjectée dans des puits profonds. Toutefois, l'injection de précipités solides en suspension dans l'aquifère pourrait vraisemblablement entraîner un colmatage qui se traduirait par une porosité et une perméabilité réduites de l'aquifère.

Les constituants des gaz de combustion qui devraient réagir avec la saumure sont le SO_2 et le CO_2 (Ogu *et al.*, 1989). Les précipités qui en résulteraient seraient des carbonates, des sulfates et des bicarbonates. Ces précipités pourraient être séparés des saumures dans des étangs de précipitation, comme il en a été question pour la technique d'excavation des dômes de sel, ou ils pourraient être réinjectés dans le sol avec la saumure. En ce qui concerne les étangs à précipités, on a également un problème d'élimination de déchets solides. Comme on en a discuté dans la sous-section 2.3, certains des produits du piégeage et de la précipitation du CO_2, comme les carbonates de calcium et de magnésium, ont une valeur commerciale, bien que la demande actuelle n'utiliserait qu'une fraction des précipités produits (Dunsmore, 1989).

3.4 Injection dans des dômes de sel

Les dômes de sel consistent en colonnes de sel minéral qui se forment à partir de lits de sel sous-jacents. Des écoulements plastiques de sels se déplacent vers le haut à travers les roches sédimentaires environnantes plus denses. La colonne de sel est légèrement convexe en surface, d'où l'appellation de «dôme» (Davis, 1981). À des fins de stockage, une caverne est creusée dans une colonne par injection d'eau et par élimination de la saumure produite. Il faut retirer de six à sept barils d'eau pour chaque baril d'espace de stockage.

Depuis 1975, le projet de la *National Strategic Petroleum Reserve* des États-Unis a permis la construction d'installations de stockage d'une capacité d'environ 290 millions de barils de pétrole dans des dômes de sel des États du golfe du Mexique. Au Canada, il existe d'importants gisements de sel au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse, dans le sud de l'Ontario (une petite portion du bassin de Michigan) et dans la partie nord du centre de l'Alberta, ainsi que dans le centre de la Saskatchewan (évaporites des Prairies). Ces derniers gisements sont les plus importants, formant des lits de 300 m d'épaisseur à certains endroits. Les gisements de sel du Canada sont des couches stratifiées plutôt que des dômes. Ceci peut être un facteur significatif, étant donné que les profondeurs des lits de sel sont supérieures à celles des dômes et que le sel se comporte comme une matière plastique à des profondeurs supérieures à 300 m. Les gisements du bassin de Michigan peuvent être suffisamment denses et suffisamment près de la surface pour permettre les excavations, mais ceux de l'Ouest pourraient être trop profonds (Dunsmore, 1990).

On a émis une hypothèse selon laquelle le CO_2 liquide pourrait être stocké d'une façon semblable en permanence dans des cavités creusées dans des dômes de sel. Aux États-Unis, on estime qu'il existe une capacité de stockage supérieure dans les dômes de sel par rapport à celle observée dans les puits taris. Une fraction significative du CO_2 produite par l'utilisation de combustibles fossiles pourrait être stockée dans ces dômes de sel. On a réussi à stocker avec succès du pétrole dans des cavités pratiquées dans des dômes de sel depuis 1975 et l'on a noté que très peu de signes de contamination du pétrole ou d'adsorption de celui-ci dans les parois des cavités. Bien qu'il ne semble pas y avoir eu de tentatives visant à stocker du CO_2 de la même façon, cette opération devrait être techniquement possible. Même s'il n'existe pas de grottes de stockage de pétrole ou de gaz au Canada, on utilise des lits de sel ou de potasse dans l'Ouest canadien comme grottes de stockage de gaz (Steinberg, 1984).

Effets environnementaux. La principale préoccupation environnementale en rapport avec l'injection dans des dômes de sel est l'élimination de la saumure produite par l'excavation des grottes. De 1976 à 1985, le projet de la *Strategic Petroleum Reserve* des États-Unis a veillé à la bonne marche de l'*Oceanic Support Activity*, destinée à surveiller les effets sur l'environnement de l'élimination de saumures dans le golfe du Mexique. Cette étude portait sur la région tout près du déversement et étudiait l'état des pêcheries régionales, en mettant principalement l'accent sur les populations de crevettes. Les résultats ont démontré à l'*Environmental Protection Agency* (EPA) des États-Unis l'absence d'effets environnementaux néfastes associés au rejet de la saumure dans le golfe. Par conséquent, l'injection dans des dômes de sel peut être une option valable pour l'élimination du CO_2, à condition qu'on soit à une distance raisonnable de la mer.

Les saumures pourraient également être pompées dans des étangs de précipitation où les sels pourraient précipiter. Il peut y avoir un marché limité pour certains de ces précipités dans les industries chimiques (Ogu *et al.*, 1989). Toutefois, les sels à moindre valeur commerciale créeraient un problème d'élimination des déchets solides. Il faut également prendre en considération l'utilisation des ressources en eau douce (80 à 90 millions de barils d'eau pour une cavité de 10 millions de barils) ainsi que les terrains nécessaires au creusage des étangs de précipitation.

3.5 Injection dans des bassins à algues

L'injection du CO_2 récupéré dans des étangs artificiels à algues constitue une technique permettant de transformer le CO_2 en biomasse. Les algues utilisent le CO_2 injecté pour produire des amidons par photosynthèse ($CO_2 + H_2O + UV \rightarrow CH_2O + O_2$). Certaines espèces d'algues produisent des quantités significatives de lipides pouvant être convertis en combustible diesel (Department of Energy des États-Unis, 1988, 1989) et leur production peut être rentable. Bien que la combustion de la biomasse produise du CO_2, ce CO_2 ferait partie d'un processus de recirculation à court terme plutôt qu'à long terme, comme celui de la combustion des combustibles fossiles ordinaires. Toutefois, la lumière et les substances nutritives sont des facteurs qui limitent la croissance des algues. Il faudrait ajouter des substances nutritives, surtout de l'azote et du phosphore, pour maintenir les taux de consommation de CO_2. Les eaux usées des municipalités sont une source possible de ces substances nutritives (Department of Energy des États-Unis, 1989).

Les besoins en lumière constituent le principal obstacle technologique s'opposant à l'élimination dans les bassins à algues. Des recherches sur l'élimination du CO_2 ainsi que sur la production des biocarburants indiquent que les exigences pour une exposition adéquate à la lumière, mesurées en superficie terrestre, sont peu pratiques (Department of Energy des États-Unis, 1988; Campbell *et al.*, 1989). À l'aide des techniques présentement disponibles, une centrale électrique de 500 MW aurait besoin d'un bassin à algues d'une superficie de 22 km^2 (8,5 mi^2) pour l'élimination du CO_2. Les fibres optiques sont une solution qui a beaucoup de potentiel, mais la latitude et la brièveté de la saison de croissance font que la production de biomasse est une option d'élimination peu intéressante à grande échelle (Campbell *et al.*, 1989).

Effets environnementaux. Cette option d'élimination semble être satisfaisante du point de vue environnemental, surtout si l'on considère la coproduction de combustibles de remplacement. Toutefois, la transformation de grandes superficies de terre en bassins à algues artificiels perturberait les utilisations actuelles des terres et pourrait peut-être éliminer d'importants types d'habitats. Par ailleurs, l'utilisation de fibres optiques, si elle est développée, entraînerait des coûts énergétiques supplémentaires.

Coûts techniques

4.1 Techniques sélectionnées pour l'analyse des coûts

La présente section indique les coûts et les besoins en énergie supplémentaires associés à plusieurs des options de piégeage et d'élimination examinées dans les sections 2 et 3. On y mentionne les coûts correspondant à des usines de diverses grandeurs et capacités de traitement de CO_2. Ces renseignements seront utilisés pour élaborer des algorithmes de coûts pour le modèle du CANSIM. Ces évaluations de coûts sont basées sur des informations publiées, ainsi que sur des communications avec des chercheurs et d'autres experts.

Les coûts de certaines des techniques ne sont pas indiqués ici parce que d'autres techniques semblables étaient plus rentables, les coûts énergétiques supplémentaires étaient trop grands ou une quantité suffisante de données n'était pas disponible. Par exemple, on n'a pas pris en considération l'injection dans des dômes de sel à cause des coûts d'excavation potentiellement élevés au Canada et du nombre limité d'applications canadiennes possibles.

Le coût énergétique supplémentaire associé à la distillation cryogénique «directe» est évalué à 73 % de l'énergie produite, soit une valeur trop importante pour que cette technique soit considérée comme utilisable (The DPA Group Inc., 1989). La distillation cryogénique améliorée, comme le procédé Ryan-Holmes, est rentable pour les gaz comportant une forte concentration de CO_2. Toutefois, si on l'utilise pour les gaz de combustion à faible concentration de CO_2, ce procédé nécessitera un important coût énergétique (Sparrow *et al.*, 1988).

On ne possédait pas suffisamment de données pour évaluer les techniques de séparation suivantes : absorption par la saumure et adsorption sur des matières solides ou sur tamis moléculaire, ainsi que les techniques d'élimination suivantes : précipitation par la saumure et réinjection de celle-ci ainsi qu'injection dans des bassins à algues.

Tous les coûts ont été convertis en dollars canadiens (au taux de septembre 1989) à l'aide de l'indice des coûts des usines de la revue *Chemical Engineering*, et en utilisant le taux de change Canada-États-Unis publié en janvier 1990 dans le *Federal Reserve Bulletin* des États-Unis.

4.2 Coûts des techniques de piégeage

Les coûts sont indiqués pour les techniques suivantes : piégeage du CO_2 par l'absorption au Selexol, absorption chimique au FS-1L et chauffage direct à l'oxygène des chaudières. Les coûts de la désulfuration des gaz de combustion, de la compression du CO_2, ainsi que des systèmes de déshydratation sont également indiqués. Les combinaisons techniques disponibles aux fins de modélisation sur le CANSIM sont indiquées dans la figure 8.

4.2.1 Absorption au Selexol et désulfuration des gaz de combustion

Les coûts du procédé au Selexol ont été calculés pour une usine de piégeage d'une capacité de 1 276 t/d de CO_2 (Shah et

McFarland, 1988). Les coûts énergétiques supplémentaires ont été calculés à partir d'un prix de l'électricité de 0,047 $/kWh. Un facteur d'échelle de 0,7 a été utilisé pour déterminer les immobilisations pour les capacités de traitement des autres usines. Les coûts d'une usine au Selexol ainsi que les coûts énergétiques supplémentaires y afférents sont indiqués dans le tableau 14.

Parce qu'on observe des problèmes de corrosion et de dégradation avec le Selexol, une unité de désulfuration des gaz de combustion peut être nécessaire. Toutefois, ces problèmes sont moins importants avec le Selexol qu'avec les systèmes d'absorption chimique. L'utilisation de charbon à faible teneur en soufre de l'Ouest réduira la quantité de SO_2 présente dans les gaz de combustion, mais sans l'éliminer. Le taux de corrosion et de dépréciation qui survient en présence de SO_2 dans les gaz de combustion doit être pris en considération lors du calcul des coûts des systèmes de désulfuration des gaz de combustion.

4.2.2 Système d'absorption chimique au FS-1L

Le FS-1L est un sorbant développé par la Dow Chemical Company qui peut remplacer l'éthanolamine dans un système à absorption chimique. Le FS-1L utilise l'énergie de façon plus efficace que l'éthanolamine, car il exige moins d'électricité et moins de chauffage (Kaplan, 1982). Si l'on dispose de chaleur tirée de la vapeur à faible coût énergétique, le procédé au FS-1L peut être

Tableau 14 Coût du procédé au Selexol (dollars canadiens de 1989) (Shah et McFarland, 1988)

Capacité de l'usine (t/d de CO_2)	Immobilisations $ ($\times 10^6$)	Coûts d'entretien et d'exploitation* ($/t)	Coûts énergétiques supplémentaires (kWh/t)
582	33,9	15,2	291
1 163	55,0	15,2	291
2 326	89,3	15,2	291
10 582	258,0	15,2	291

* Ces coûts comprennent les coûts de compression, d'après des informations communiquées par M. T. Robinson de Dresser Rand Co.

Hypothèses

1. Les coûts autres que ceux des combustibles, de 1988 à septembre 1989, ont été convertis en dollars américains à l'aide de l'indice des coûts des usines du *Chemical Engineering*.
2. Taux de change de septembre 1989 : 1 dollar américain = 1,1828 dollar canadien (*Federal Reserve Bulletin* des États-Unis, janvier 1990).
3. Coûts en immobilisations modifiés à l'aide d'un facteur d'échelle de 0,7.
4. Coût de l'électricité : 0,047 $/kWh.
5. Plage d'exactitude des estimations : -30 à +70 %.
6. Facteur de capacité : 100 %.
7. Une centrale thermique alimentée au charbon de 50 MW produit approximativement 1 000 t/d de CO_2 (Steinberg, 1984).

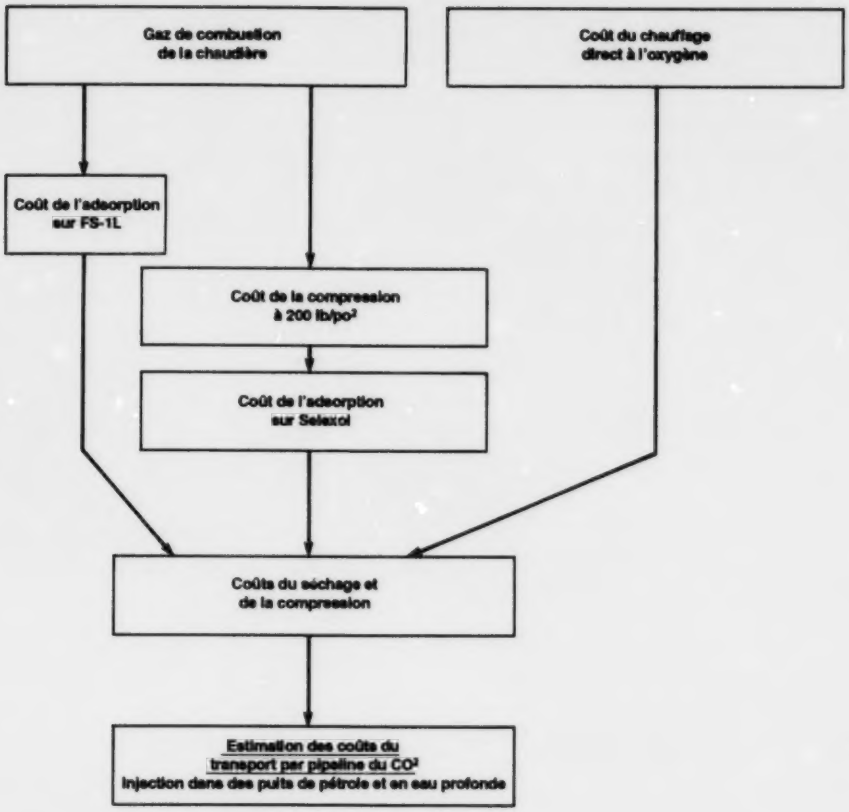


Figure 8 Scénarios des coûts de la réduction des émissions de gaz carbonique

plus efficace du point de vue énergétique que le procédé au Selexol.

Pour cette analyse, on a supposé que de la chaleur pouvait être extraite de la vapeur du cycle primaire d'une chaudière industrielle, avec une perte d'efficacité de 3 % de la chaudière (Steinberg, 1984). Ce coût supplémentaire en électricité fixé à 0,047 $/kWh a été ajouté au coût de l'eau et du solvant pour déterminer les coûts totaux d'exploitation (Pauley, 1984). Les coûts ordinaires et les coûts énergétiques supplémentaires sont présentés dans le tableau 15.

Parce que l'utilisation du FS-1L et de tous les absorbants chimiques, utilisés avec des gaz de combustion contenant du SO_2, est à l'origine de problèmes de corrosion et de dégradation de l'absorbant, des unités de désulfuration des gaz de combustion doivent être installées dans les centrales thermiques alimentées au charbon avant que le procédé au FS-1L puisse être utilisé économiquement. Les coûts ordinaires et les coûts énergétiques supplémentaires de ces systèmes ne sont pas présentés parce qu'on suppose que les centrales thermiques alimentées au mazout ou au charbon seront modernisées par l'adjonction de systèmes de désulfuration des gaz de combustion, conformément aux normes d'émission atmosphérique.

Tableau 15 Coût du système de récupération par absorption chimique utilisant le FS-1L (dollars canadiens de 1989) (Pauley, 1984; Steinberg *et al.*, 1984)

Capacité de l'usine (t/d de CO_2)	Immobilisations \$ ($\times 10^6$)	Coûts d'entretien et d'exploitation (\$/t)	Coûts énergétiques supplémentaires (kWh/t)
907,2	26,8	9,06	18,3
4 536	82,6	9,06	18,3
9 072	134,1	9,06	18,3

Hypothèses

1. Les coûts autres que ceux des combustibles, de 1988 à septembre 1989, ont été convertis en dollars américains à l'aide de l'indice des coûts des usines du *Chemical Engineering*.
2. Taux de change de septembre 1989 : 1 dollar américain = 1,1828 dollar canadien (*Federal Reserve Bulletin* des États-Unis, janvier 1990).
3. Immobilisations modifiées à l'aide d'un facteur d'échelle de 0,7.
4. Coût de l'électricité : 0,047 \$/kWh.
5. Plage d'exactitude des estimations : -30 à +70 %.
6. Facteur de capacité : 100 %.

4.2.3 Chaudières à chauffage direct à l'oxygène ou à recirculation du gaz carbonique

L'usine d'oxygène et les canalisations de recirculation constituent les principales immobilisations du chauffage direct à l'oxygène (Sparrow *et al.*, 1988). Les frais d'exploitation signalés sont ceux qui sont requis pour la séparation de l'oxygène de l'air ambiant. Ces coûts valent pour une centrale thermique au charbon de 50 MW libérant 1 264 t/d de CO_2. Ils ont été appliqués à des usines d'autres dimensions en utilisant un facteur d'échelle de 0,7. Les coûts ordinaires et les coûts énergétiques supplémentaires de ce système sont indiqués au tableau 16.

4.2.4 Compression et déshydratation du gaz carbonique

Les deux systèmes de piégeage du CO_2 dont il a été question ci-dessus produisent des gaz de combustion qui comprennent entre 95 et 97 % de gaz carbonique. Ce gaz doit être comprimé et déshydraté à plus de 13 790 kPa (2 000 lb/po^2) pour être transporté économiquement à l'aide de pipelines. On indique des coûts pour trois systèmes de compression et de déshydratation de trois tailles différentes, correspondant à des chaudières de 500, de 100 et de 50 MW (Sparrow *et al.*, 1988). Les coûts des systèmes de capacités différentes ont été obtenus à partir des coûts initiaux et d'un facteur d'échelle de 0,7. Les coûts de compression et de déshydratation, ainsi que les coûts énergétiques supplémentaires, sont indiqués au tableau 17.

4.3 Systèmes de transport et d'élimination

Les pipelines constituent la méthode la plus rentable pour le transport de grandes

Tableau 16 Coût du système de chauffage direct à l'oxygène ou de recirculation du gaz carbonique (dollars canadiens de 1989) (Sparrow *et al.*, 1988)

Capacité de l'usine (t/d de CO_2)	Immobilisations \$ ($\times 10^6$)	Coûts d'entretien et d'exploitation (\$/t)	Coûts énergétiques supplémentaires (kWh/t)
907,2	22,43	11,22	237
1 264	28,29	11,22	237
1 996	38,95	11,22	237
2 527	49,32	11,22	237
12 639	246,66	11,22	237

Hypothèses

1. Les coûts en immobilisations, de 1988 à septembre 1989, ont été convertis en dollars américains à l'aide de l'indice des coûts des usines du *Chemical Engineering*.
2. Taux de change de septembre 1989 : 1 dollar américain = 1,1828 dollar canadien (*Federal Reserve Bulletin* des États-Unis, janvier 1990).
3. Coût de l'électricité : 0,047 \$/kWh.
4. Les immobilisations des usines de moins de 2 200 t/d ont été fixées à partir de 1 264 t/d à l'aide du facteur d'échelle de 0,7. Pour les usines plus importantes, on a utilisé un facteur d'échelle de 1,0.
5. Plage d'exactitude des estimations : -30 à +70 %.
6. Facteur de capacité : 100 %.

Tableau 17 Coût de la compression et de la déshydratation du gaz carbonique (dollars canadiens de 1989) (Sparrow *et al.*, 1988)

Capacité de l'usine (t/d de CO_2)	Immobilisations \$ ($\times 10^6$)	Coûts d'entretien et d'exploitation (\$/t)	Coûts énergétiques supplémentaires (kWh/t)
1 264	3,61	7,37	155
2 527	5,84	7,37	155
12 539	25,43	7,37	155

Hypothèses

1. Les coûts en immobilisations, de 1988 à septembre 1989, ont été convertis en dollars américains à l'aide de l'indice des coûts des usines du *Chemical Engineering*.
2. Taux de change de septembre 1989 : 1 dollar américain = 1,1828 dollar canadien (*Federal Reserve Bulletin* des États-Unis, janvier 1990).
3. Coût de l'électricité : 0,047 \$/kWh.
4. Plage d'exactitude des estimations : -30 à +70 %.
5. Facteur de capacité : 100 %.

quantités de CO_2. Des études effectuées aux États-Unis se sont penchées sur la possibilité d'utilisation de la capacité excédentaire des pipelines de gaz naturel pour le transport du CO_2. Les coûts de transport par pipeline sont ceux des nouveaux pipelines et sont donnés en capacité par km. Le tableau 18 présente les coûts ordinaires et les coûts énergétiques supplémentaires calculés selon cette méthode.

Plusieurs pipelines peuvent être nécessaires pour transporter d'aussi grandes quantités de gaz carbonique. Pour déterminer le coût de ces pipelines supplémentaires, un facteur d'échelle de 0,9 doit être utilisé pour le calcul des immobilisations afin d'éviter le doublement du coût des emprises.

Un facteur d'ajustement de 1,86 a été appliqué au plus gros pipeline pour évaluer les coûts prévus pour les pipelines au large des côtes (Morgan, 1984). Dans tout scénario de transport, le CO_2 est acheminé par pipeline à une installation centrale de stockage avant d'être transporté vers le large.

Pour les deux principales options applicables à la situation canadienne, soit le pompage en eau profonde et le pompage dans des puits de gaz et de pétrole actifs et abandonnés, on suppose que le transport représentera la plus grande partie des coûts. Presque tous les coûts en immobilisations et d'exploitation sont destinés au transport du CO_2 jusqu'au lieu d'élimination. On suppose que 90 % de tous les coûts d'exploitation représentent des coûts énergétiques (Ford, Bacon and Davis, Inc., 1985).

Tableau 18 Coût des pipelines terrestres (dollars canadiens de 1989) (Steinberg *et al.*, 1984; Wolsky et Brooks, 1985; Morgan, 1984; Ford, Bacon and Davis, Inc., 1985).

Diamètre (cm [po])	Capacité (t/d)	Immobilisations (1 000 $/km)	Coûts d'entretien et d'exploitation ($/t·km)	Facteur pour les immobilisations au large des côtes	Coûts énergétiques supplémentaires (kWh/t·km)
12,7 [5]	3 118	117,4	0,0089		0,180
60,9 [24]	50 168	258,9	0,0023		0,045
76,2 [30]	78 350	306,3	0,0018		0,036
101,6 [40]	139 113	458,4	0,0014		0,027
106,7 [42]	153 504	492,8	0,0013	1,86	0,026

Hypothèses

1. Les coûts en immobilisations, de 1985 à septembre 1989, ont été convertis en dollars américains à l'aide de l'indice des coûts des usines du *Chemical Engineering*.
2. Taux de change de septembre 1989 : 1 dollar américain = 1,1828 dollar canadien (*Federal Reserve Bulletin* des États-Unis, janvier 1990).
3. Plage d'exactitude des estimations : -30 à +70 %.
4. Coût de l'électricité : 0,0457 $/kWh.
5. Facteur de capacité : 100 %.

PARTIE 2

Section 5

Code de simulation des services d'électricité

Dans la présente section, les techniques décrites dans la partie 1 ont été incorporées au Code canadien de simulation des services d'électricité (CANSIM), pour évaluer leur efficacité et leur coût. Le CANSIM calcule les émissions et les coûts énergétiques supplémentaires de divers scénarios.

Le présent rapport met l'accent sur le piégeage du CO_2 des centrales thermiques actuelles ou prévues, alimentées par des combustibles fossiles. La substitution d'énergie hydraulique ou nucléaire à une partie des combustibles fossiles n'est pas envisagée dans le cadre de la présente analyse, bien qu'il s'agisse là d'une méthode possible de réduction.

Comme on l'a mentionné dans la partie 1, la Conférence de 1988 sur l'Atmosphère en évolution a attiré l'attention sur le CO_2 et «l'effet de serre» et a demandé que, d'ici l'an 2005, les émissions de CO_2 soient réduites de 20 % par rapport aux valeurs de 1988. C'est cet objectif qui a été utilisé pour les essais de simulation; il n'a pas été atteint dans toutes les simulations, mais des réductions suffisantes ont été obtenues pour qu'on puisse préparer une comparaison des coûts représentative.

5.1 Sélection des techniques

5.1.1 Piégeage du gaz carbonique

Dans la partie 1, on a identifié trois techniques d'élimination du CO_2 qui sont potentiellement réalisables. Deux d'entre elles sont basées sur l'extraction par solvant du CO_2 des gaz de combustion ordinaires, et la troisième utilise le chauffage direct à l'oxygène pour produire des gaz de combustion ne contenant que de la vapeur et du CO_2. Le procédé d'extraction par solvant utilisant le FS-1L est celui qui demande le moins d'immobilisations, mais la teneur en soufre des gaz de combustion doit être très faible. Même avec un système de désulfuration des gaz de combustion, le procédé ne serait probablement pas utilisable à cause de l'empoisonnement par le SO_2 du solvant. Il ne reste donc que le procédé Selexol ou le chauffage direct à l'oxygène. On peut mettre en doute l'efficacité du procédé au Selexol parce qu'il nécessite un compresseur très puissant permettant de comprimer les gaz de combustion jusqu'à environ 1 520 kPa (15 atmosphères). Étant donné que ce gaz contient des cendres et du SO_2, il est abrasif et corrosif et, par conséquent, la conception du système de nettoyage ainsi que du compresseur devrait être revue. Certains de ces problèmes disparaissent quand on utilise le système à chauffage direct à l'oxygène, étant donné qu'un plus petit volume de gaz doit être comprimé. Les immobilisations et les coûts d'exploitation sont semblables pour ces deux systèmes. Le procédé au Selexol a été choisi comme modèle représentatif des coûts pour la simulation.

Avant l'élimination du CO_2, le gaz doit être acheminé jusqu'au site d'élimination. Dans tous les cas, on a supposé que le gaz serait comprimé à environ 30 398 kPa (300 atmosphères). Le modèle de coûts élaboré dans la partie 1 est utilisé pour toutes les usines dans lesquelles des contrôles sont appliqués.

5.1.2 Élimination du gaz carbonique

L'élimination du CO_2 pose d'importants problèmes techniques et environnementaux. Les trois systèmes considérés comme potentiellement faisables du point de vue technique sont les suivants : injection en eau profonde, formation de carbonates par réaction avec des saumures d'aquifères et injection dans des puits de pétrole.

L'injection en eau profonde est réalisable dans le cas des centrales situées près de grandes profondeurs marines et peut être considérée comme un puits environnemental à capacité infinie aux fins de la présente étude, bien qu'on se préoccupe des effets de cette méthode sur l'environnement marin à grande profondeur. Le deuxième système peut être appliqué aux aquifères d'eau de mer et de saumure situés en Saskatchewan et en Alberta. On n'a pu établir de coût pour un épurateur de CO_2 utilisant des saumures, mais on croyait que dans le cas des emplacements situés au bord de la mer, ce type d'épuration ne serait pas beaucoup moins cher que l'injection en eau profonde, si les carbonates sont piégés de la saumure avant l'élimination de celle-ci dans la mer.

La dissolution directe du CO_2 nécessiterait le rejet de l'eau de mer à un point où ce gaz ne peut être rediffusé (au large du plateau continental). Les coûts d'une telle opération seraient probablement semblables à ceux de l'injection en eau profonde de CO_2 en phase quasi liquide.

Pour les sites près d'importants aquifères de saumure, comme les centrales thermiques de la Saskatchewan ou de l'Alberta, on pourrait éliminer le CO_2 par réaction avec la saumure, en retournant ensuite la saumure épuisée dans l'aquifère par un puits profond, après le piégeage des carbonates. On n'a pas trouvé de coûts représentatifs pour ce type de système dans la documentation, et aucun projet technique réalisable n'a été élaboré.

Pour la présente étude, on a supposé que l'épurateur coûterait à peu près autant qu'un système de désulfuration des gaz de combustion, et le coût utilisé dans l'analyse pour l'épurateur et le système de piégeage des boues était de 200 dollars par kW de la puissance brute de la centrale thermique. La surface de contact peut être plus importante que pour un système normal de désulfuration des gaz de combustion mais, par ailleurs, la pression pourrait être supérieure et ceci améliorerait la solubilité. Ces facteurs sont conformes à la précision d'ensemble, qui est comprise entre -30 et +70 %, de l'évaluation des coûts dans la partie 1.

En outre, on a supposé que le CO_2 serait acheminé par pipeline sous forme liquide à l'épurateur, de sorte que les coûts de compression et d'expédition seraient semblables à ceux qui sont prévus pour l'injection en eau profonde.

5.2 Préoccupations environnementales

Pour le présent rapport, on a supposé que certaines techniques peuvent être appliquées pour piéger le CO_2 sans conséquences environnementales graves. Toutefois, certains problèmes environnementaux devront être surmontés avant que ces techniques ne soient utilisables. Par exemple, dans le cas d'une injection en eau profonde, le CO_2, théoriquement, resterait au fond étant donné qu'à 4 000 m, sa densité est supérieure à celle de l'eau à la même température. Mais, en fait, il faudrait pouvoir répondre aux questions ci-dessous avant que cette technique ne puisse être appliquée.

- Est-ce que ces réservoirs de CO_2 seraient stables? Est-il possible que des courants ascendants entraînent le CO_2 et provoquent une libération soudaine?

- Est-ce que le CO_2 de ces réservoirs pourrait migrer au fond de l'océan?

- Est-ce que le CO_2 pur ou très concentré dans l'eau pourrait être néfaste pour des formes de vie océanique?

- Quel cadre international serait requis pour déterminer les responsabilités juridiques des rejets de CO_2?

- Quelles sont les répercussions pour ce qui est de la responsabilité des assureurs?

La pose de pipelines terrestres de CO_2 entraînerait des problèmes semblables. Bien que du gaz naturel ait été transporté par pipeline depuis des années, des problèmes pourraient être causés par des canalisations de très grand diamètre (1 m) qui seraient requises pour transporter le CO_2 en phase quasi liquide. Est-il possible d'utiliser du CO_2 solide ou un mélange à deux phases? Dans cette éventualité, des masses de liquide ou de solide se déplaçant à grande vitesse dans le pipeline et frappant des obstacles comme les coudes pourraient être dangereuses.

Dans cette étude, seulement les coûts de construction ont été pris en considération, de façon à obtenir le coût approximatif des mesures d'élimination du CO_2. Si des études supplémentaires sont nécessaires, il faudrait évaluer en détail les préoccupations environnementales.

5.3 Le CANSIM

L'analyse a été effectuée à l'aide du code informatique CANSIM. Le CANSIM est un code de simulation de services d'électricité à l'échelle d'une province qui évalue la production et les émissions annuelles des centrales, en se basant sur une demande annuelle en électricité. Ce code est destiné à évaluer les émissions atmosphériques des centrales et les coûts de la réduction de ces émissions. Les données utilisées sont avant tout une liste de toutes les unités productrices disponibles dans la province, avec leurs capacités et leur efficacité.

On obtient une estimation du besoin annuel en énergie en utilisant les chiffres des services d'électricité provinciaux. On entre ensuite dans le système les centrales disponibles pour produire la puissance requise, généralement par ordre du plus faible coût de puissance unitaire, jusqu'à ce que la demande requise soit comblée. Les émissions d'une centrale sont calculées en se basant sur la demande et les mesures supposées de réduction des émissions de l'unité respective. Le modèle comprend des modélisations détaillées des coûts des techniques de réduction des émissions dans le cas des centrales thermiques alimentées par des combustibles fossiles afin d'estimer le coût des réductions d'émissions. On trouvera dans l'annexe A une description complète du CANSIM.

5.4 Incorporation des modèles de coût dans le CANSIM

Le CANSIM a été modifié de façon à incorporer le système de piégeage du CO_2 au Selexol, basé sur l'extraction par solvant. Le CANSIM calcule les émissions de CO_2 d'après l'efficacité, la production d'énergie, la teneur en carbone combustible et la

capacité calorifique de chaque unité. En supposant que l'extraction par solvant élimine 97 % du CO_2 produit, la quantité piégée détermine le coût en immobilisations de l'unité d'extraction.

La puissance nécessaire au fonctionnement du système est calculée en soustrayant la consommation supplémentaire d'énergie requise pour le fonctionnement de l'unité. Ceci signifie qu'à la demande maximale, l'unité consommera une pleine charge de combustible mais ne produira que la puissance nominale moins la consommation supplémentaire d'énergie.

Pour déterminer le coût des pipelines, un seul pipeline est partagé par un groupe de centrales et les coûts sont répartis également entre elles. Le diamètre de la canalisation est calculé en additionnant la quantité totale de CO_2 recueillie par toutes les usines et en supposant que ce gaz est transporté en phase quasi liquide par pipeline à 1,0 m/s (3 pi/s). Une estimation du coût du pipeline est ensuite faite d'après des données publiées (Morgan, 1984). Le coût énergétique du pompage du liquide est basé sur une efficacité d'ensemble de 60 %.

La vitesse de 1,0 m/s a été déterminée en calculant les coûts annuels de diverses dimensions de canalisations transportant une quantité fixe de CO_2 à grande pression pendant leur première année d'utilisation. Les coûts annuels représentaient 14 % d'intérêt sur le capital, 2 % du capital pour l'exploitation et l'entretien et des coûts énergétiques supplémentaires de 4 ¢/kWh. Pour la plage des quantités de CO_2 envisagée par la présente étude, les coûts annuels minimums pour la première année ont été obtenus à une vitesse de déplacement du liquide comprise entre 1,0 et 1,5 m/s. Selon Shell Canada, la valeur utilisée pour le pompage du CO_2 au Canada est de 1,0 m/s, soit celle utilisée pour la modélisation des coûts.

Les systèmes de piégeage et d'élimination du CO_2 ont besoin d'une quantité notable d'énergie, environ 25 % ou plus de la production de la centrale, selon sa situation par rapport au point d'élimination. La plus grande partie de cette énergie sert à la compression de l'air pour la liquéfaction de l'oxygène ou des gaz de combustion pour le procédé au Selexol et du CO_2 acheminé par pipeline. L'énergie requise pour le pompage dans le pipeline est minime comparativement aux autres besoins énergétiques.

L'augmentation du coût de l'énergie consommée par les systèmes d'élimination du CO_2 s'explique par la consommation supplémentaire qui est soustraite à la production de la centrale, mais les coûts en immobilisations ne sont pas pris en considération à moins que les marges de réserve ne restent les mêmes au niveau du service d'électricité. La marge de réserve n'est pas représentée par une courbe en pente douce, mais par une courbe en dents de scie à une valeur d'environ 20 %. L'importance de la variation dépend de la vitesse de croissance et de l'addition ou du retrait d'une unité. Pour un changement de la demande aussi important que la mise en place de mesures de réduction des émissions de CO_2, la marge de réserve change considérablement. Il faut rajouter des centrales pour garder la marge de réserve presque constante, mais il n'est pas possible de compenser exactement la marge non contrôlée.

On a tenté de le faire, mais même sans méthode de limitation des émissions de CO_2, les meilleures informations qu'on peut obtenir des services d'électricité ne correspondent pas à une marge de réserve régulière jusqu'à l'an 2010. Dans tous les

cas, on note une tendance à une chute en fonction du temps, à mesure que la planification devient plus aléatoire. Quand on a effectué les essais de simulation des émissions de CO_2, de nouvelles centrales étaient ajoutées pour maintenir la marge de réserve au moins au-dessus de la valeur minimum prévue pour la période de simulation sans mesure de limitation des émissions de CO_2.

Quand on compare les coûts énergétiques supplémentaires correspondant aux diverses simulations, les effets de la marge de réserve sur ces coûts doivent également être pris en considération.

5.5 *Projections à l'aide du CANSIM*

Les modèles des coûts précédents ont été incorporés dans le CANSIM. Récemment, des études sur les coûts relatifs à la réduction du SO_2 et des NO_x ont été faites pour le compte d'Environnement Canada en ce qui a trait à la plupart des réseaux publics d'électricité provinciaux. Les données de base de ces simulations ont été prises comme point de départ pour la présente étude. Quand la chose était possible, on a appliqué les mesures de limitation du CO_2 dans chaque province en prenant pour objectif la réduction des émissions totales des centrales à des valeurs inférieures à celles de 1988.

5.5.1 *Provinces n'ayant pas fait l'objet d'une simulation*

L'Île-du-Prince-Édouard, le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique n'étaient pas représentés dans les simulations étant donné qu'on n'y trouve pas d'émissions à long terme de CO_2. Parce que l'Île-du-Prince-Édouard importe la plus grande partie de son énergie électrique du Nouveau-Brunswick, les réductions prévues pour cette province sont suffisantes.

Le Québec obtient la plus grande partie de son énergie électrique des centrales hydrauliques. Il dispose aussi d'une centrale nucléaire et d'une centrale alimentée au mazout. Cette usine, située à Tracy, n'est utilisée que comme centrale d'appoint en période de pointe et n'a été utilisée régulièrement qu'au cours des dernières années, à cause des faibles niveaux d'eau. On a supposé que, si les mesures de réduction du CO_2 étaient imposées, cette centrale ne serait plus utilisée et serait remplacée par d'autres centrales hydroélectriques.

Au Manitoba, 90 % des centrales sont de type hydroélectrique. On note deux centrales alimentées par des combustibles fossiles à Brandon et à Selkirk, mais celles-ci seront fermées en l'an 2000, quand la nouvelle centrale hydraulique de Conawapa entrera en service.

Toutes les centrales de la Colombie-Britannique sont de type hydroélectrique sauf celle de Burrard, qui brûle du gaz et qui ne compte que pour une petite fraction de la production totale d'énergie.

5.5.2 *Provinces ayant fait l'objet d'une simulation*

Terre-Neuve. On a supposé que la seule centrale de Terre-Neuve soumise à des mesures de réduction serait Holyrood, qui dispose de trois unités de 150 MW. Parce que cette station est responsable de la plus grande partie des émissions de CO_2 dans le secteur de la production électrique, les concentrations de CO_2 sont réduites bien au-dessous de la valeur cible de 20 % quand les trois unités sont assujetties à des mesures de réduction (comme le montre la figure 9a)). Si les mesures de réduction prévues sont moins importantes, alors les

coûts énergétiques correspondants indiqués dans la figure 9b) seraient plus faibles.

La marge de réserve indiquée dans la figure 9c) présente une diminution continuelle, même pour le cas sans réduction. Par conséquent, il n'est pas clair que les immobilisations prévues pour la consommation supplémentaire d'énergie nécessaire pour le fonctionnement du système sont couvertes de façon adéquate. Une nouvelle centrale est ajoutée vers l'an 2008 pour maintenir une réserve supérieure au minimum prévu pour le cas sans aucune réduction, mais cette simulation peut ne pas être très réaliste à cause de la très faible marge prévue pour le cas sans mesure de réduction.

Nouvelle-Écosse. La Nouvelle-Écosse utilise principalement du charbon d'origine locale et une certaine quantité de pétrole importé. Les plans pour l'avenir prévoient que les nouvelles centrales brûleront du charbon. Le CO_2 serait éliminé par injection en eau profonde. On trouve des profondeurs de 3 000 m à environ 350 km au large des côtes.

Il a été supposé que les centrales actuelles de Lingan et les nouvelles centrales alimentées par des combustibles fossiles seraient assujetties à des mesures de réduction du CO_2. Les émissions estimatives de CO_2 et les coûts énergétiques prévus sont indiqués dans les figures 10a) et 10b).

Une quantité supplémentaire d'énergie électrique est requise pour faire fonctionner les systèmes d'élimination du CO_2. On suppose que cette énergie est obtenue par la construction de centrales supplémentaires alimentées par des combustibles fossiles et destinées à produire l'énergie nécessaire, de façon à ce que la marge de réserve soit maintenue à la valeur minimum projetée sans réduction du CO_2. La marge de réserve résultante est indiquée dans la figure 10c).

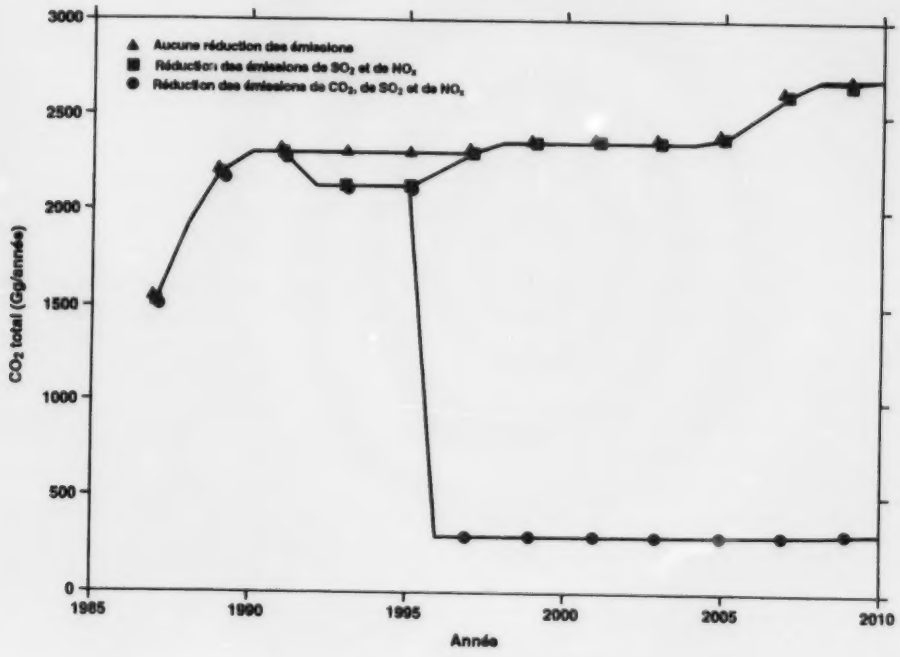
Pour maintenir les émissions de CO_2 aux valeurs de 1988, le coût énergétique (en dollars constants de 1988) augmenterait d'environ 6,8 à environ 8,5 ¢/kWh. Les immobilisations par centrale sont d'environ 71 millions de dollars pour le piégeage et la compression du CO_2 et de 65 millions de dollars pour son pompage dans la mer. Environ 25 % de la puissance de la centrale est requise pour les systèmes de piégeage et d'élimination du CO_2.

Nouveau-Brunswick. Au Nouveau-Brunswick, on prévoit que le nouveau complexe électrique sera composé de centrales thermiques brûlant du charbon importé. On suppose que des mesures de réduction du CO_2 seront appliquées à ces nouvelles centrales de 400 MW et à la nouvelle centrale de Coleson Cove, d'une puissance de 1 000 MW. Le présent rapport ne considère pas le fait que les mesures de réduction du CO_2 peuvent modifier le choix du type de centrale, mais cette possibilité est très réelle. Le CO_2 serait éliminé par injection en eau profonde. En moyenne, on prévoit un pipeline d'environ 100 km sur terre et d'environ 350 km sous la mer, descendant à des profondeurs supérieures à 3 000 m.

Trois essais de simulation ont été effectués avec le modèle du CANSIM, le premier sans mesure de réduction, le second avec des mesures de réduction des gaz acides, et le troisième comportant des mesures de réduction des gaz acides et du CO_2.

Les émissions de CO_2 sont indiquées dans la figure 11a) et les coûts énergétiques dans la figure 11b). Ici aussi, une capacité de production supplémentaire est requise pour le fonctionnement des systèmes de réduction

a) Émissions de gaz carbonique



b) Coûts énergétiques

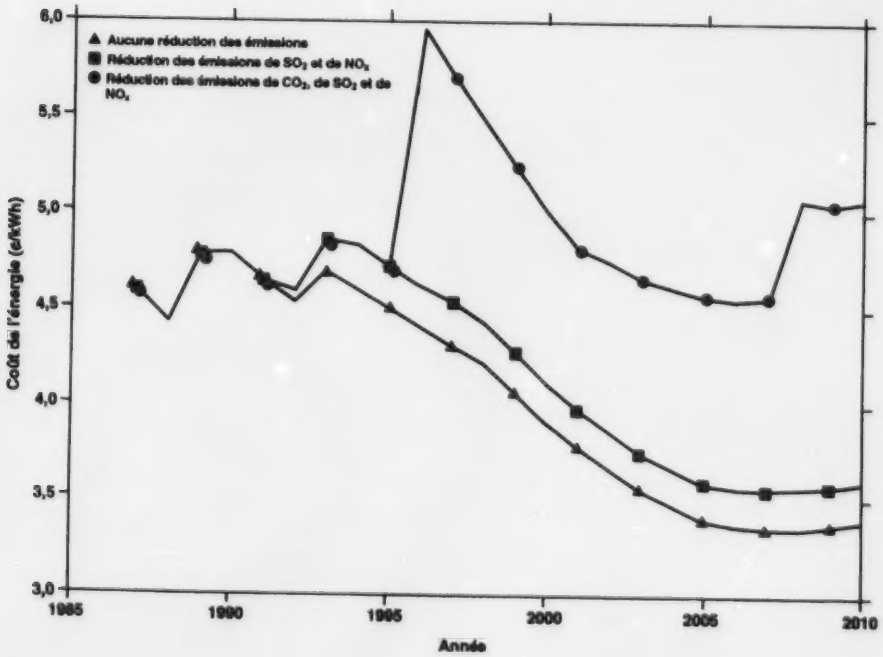


Figure 9 **Résultats du CANSIM pour Terre-Neuve**

c) Marge de réserve

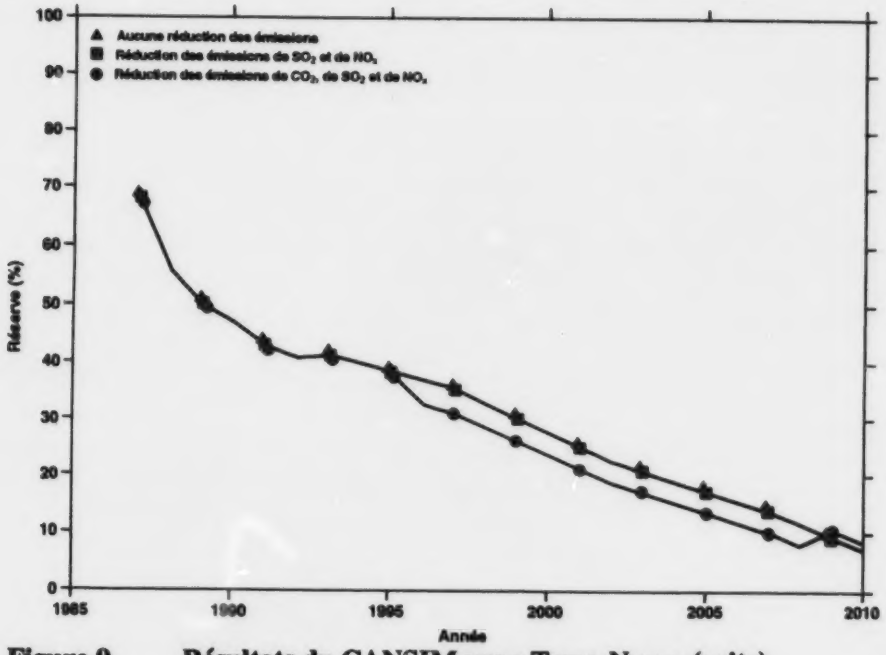


Figure 9 Résultats du CANSIM pour Terre-Neuve (suite)

a) Émissions de gaz carbonique

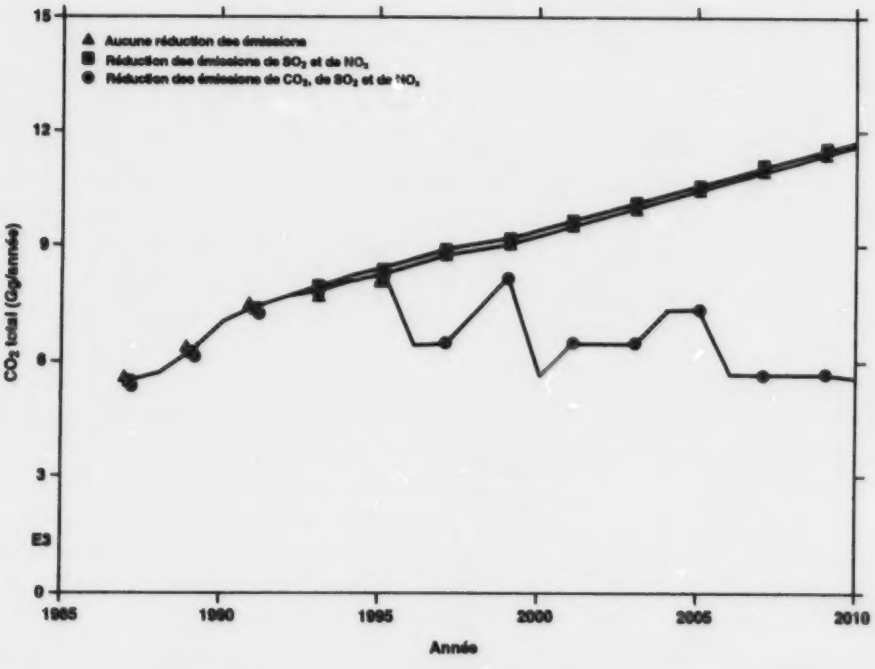
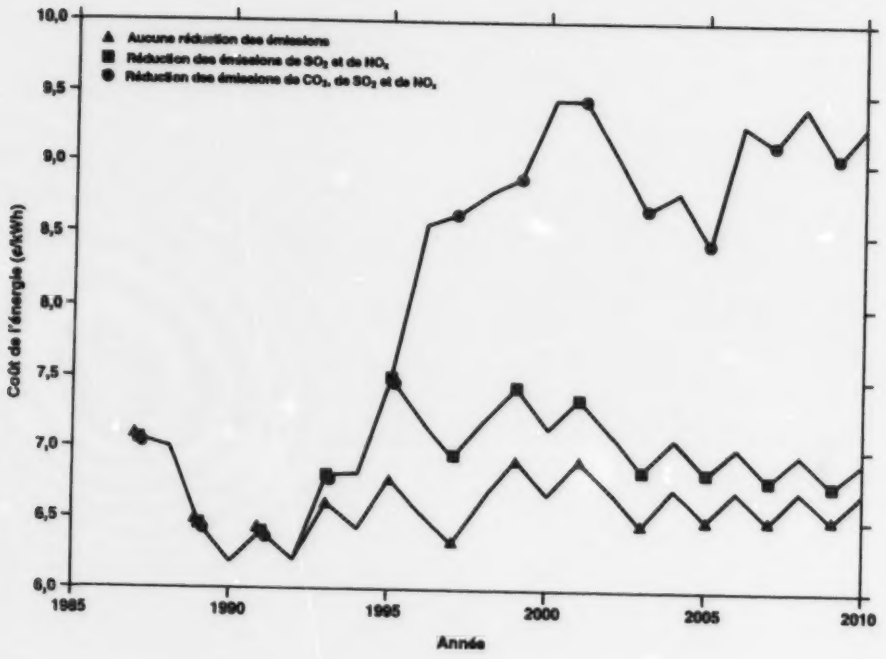


Figure 10 Résultats du CANSIM pour la Nouvelle-Écosse

b) Coûts énergétiques



c) Marge de réserve

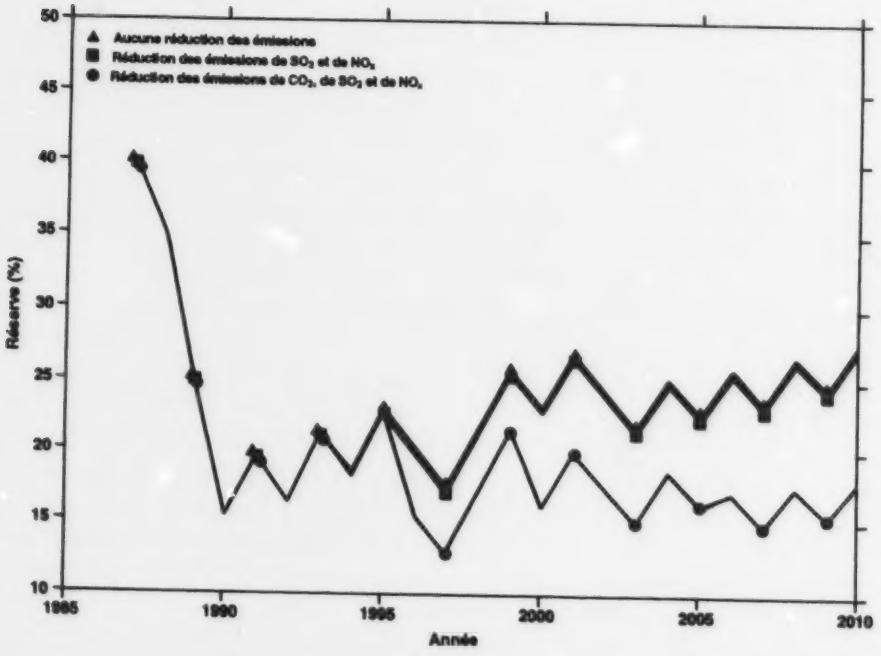
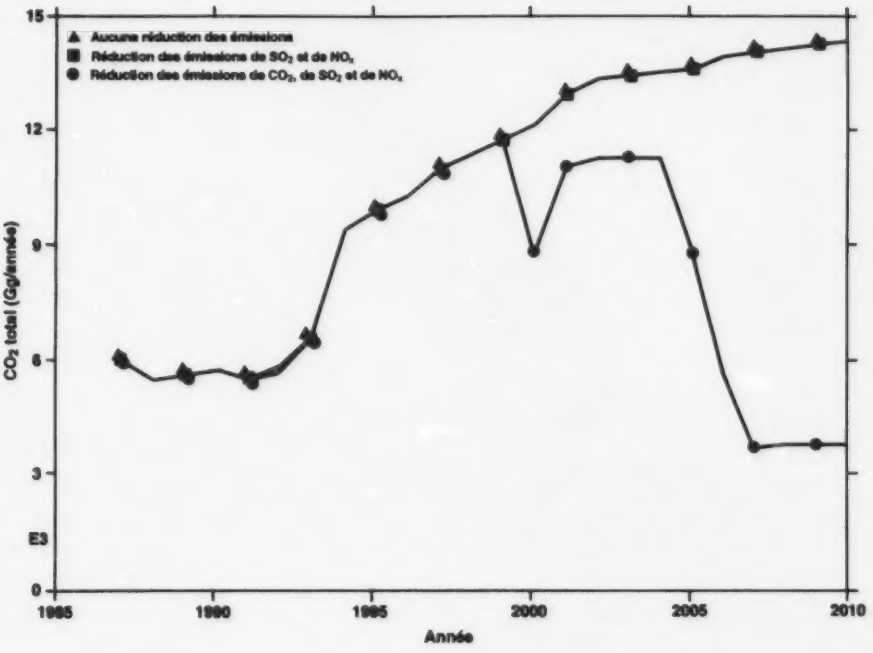


Figure 10 Résultats du CANSIM pour la Nouvelle-Écosse (suite)

a) Émissions de gaz carbonique



b) Coûts énergétiques

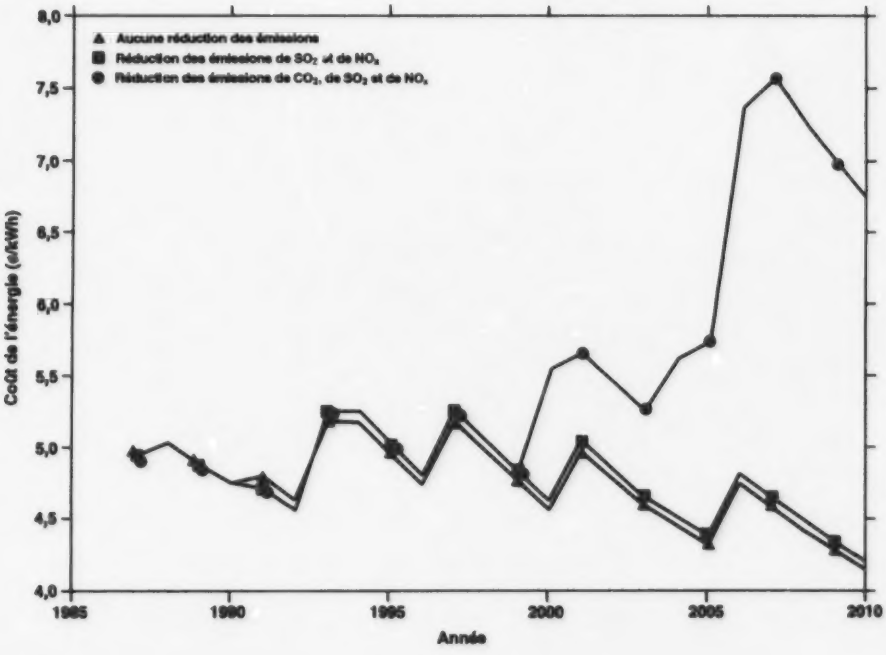


Figure 11 Résultats du CANSIM pour le Nouveau-Brunswick

c) Marge de réserve

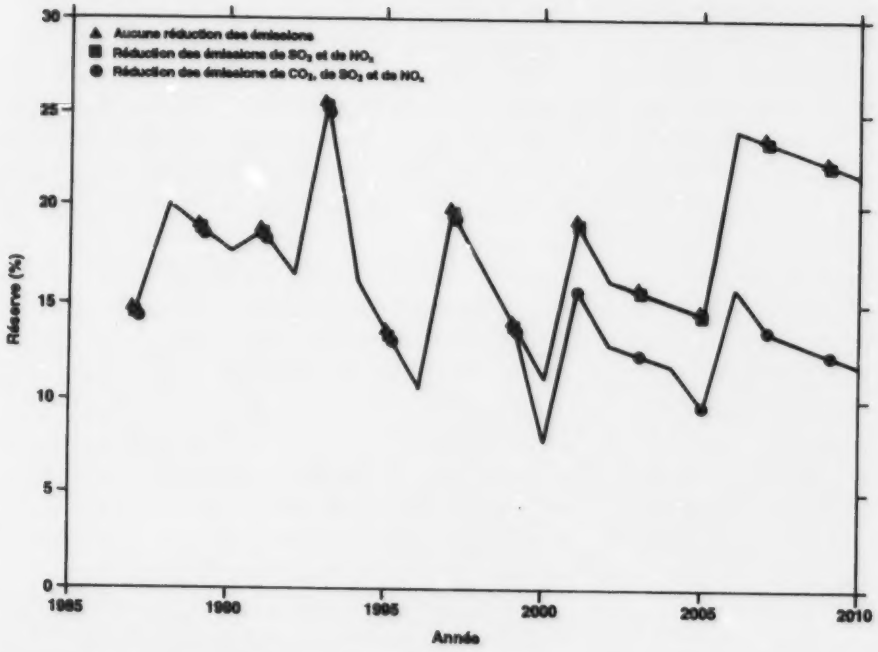


Figure 11 Résultats du CANSIM pour le Nouveau-Brunswick (suite)

des émissions, et on présume que l'énergie nécessaire est fournie par des centrales électriques additionnelles alimentées par des combustibles fossiles, elles-mêmes pourvues des mesures de réduction du CO_2, de façon à ce que la marge de réserve soit au moins supérieure à la valeur minimum actuelle prévue. Les marges de réserve pour les trois cas sont présentées dans la figure 11c).

Les émissions indiquées diminuent de 6 000 à environ 4 000 kt/année d'ici l'an 2010, ce qui est plus que la réduction recommandée de 20 %. Les coûts énergétiques augmenteraient d'environ 4,5 à 6 ¢/kWh (une augmentation de 30 %) pour obtenir cette réduction. Des mesures de réduction moins efficaces entraîneraient une augmentation des coûts légèrement inférieure.

Les immobilisations du système dans le cas d'une centrale de 400 MW sont d'environ 209 millions de dollars (en dollars canadiens de 1988) pour le piégeage et la compression, et de 52 millions de dollars pour les pipelines. La consommation supplémentaire d'énergie est de 102 MW, soit environ 25 % de la production normale de la centrale.

Ontario. Environ un tiers de l'électricité de l'Ontario est présentement produit par des centrales alimentées par des combustibles fossiles. Si les mesures de réduction du CO_2 devenaient obligatoires, ces centrales pourraient être remplacées par des centrales nucléaires ou de l'énergie électrique pourrait être importée d'autres provinces. Ces options ne sont pas envisagées dans la présente étude. En se basant sur les estimations de l'Ontario Hydro, les centrales nucléaires coûteraient moins cher que les centrales à combustibles fossiles pourvues de systèmes de réduction des gaz acides et, par conséquent, une simulation remplaçant les nouvelles centrales alimentées par des

combustibles fossiles par des centrales nucléaires donnerait des coûts énergétiques moins élevés que ceux qui sont prévus actuellement. Toutefois, à cause du délai requis pour l'approbation et la construction d'une centrale nucléaire, cette option n'était pas considérée comme réalisable dans le cadre temporel de la présente étude.

On a supposé que les mesures de réduction du CO_2 sont appliquées aux centrales de Lambton et aux nouvelles centrales à cycle combiné de gazéification intégrée du charbon (CCGIC). Le gaz serait évacué au fond de l'océan par pipeline. La distance la plus courte à un point de l'Atlantique, en passant par les États-Unis, est d'environ 1 600 km, valeur sur laquelle on s'est basé dans l'étude. Si le pipeline devait rester en territoire canadien, sa longueur devrait être de près du double (c.-à-d. 3 000 km).

Deux essais ont été effectués, le premier sans mesure de réduction du CO_2 à l'aide du plan n° 15 de l'Ontario Hydro (Ontario Hydro, 1989). Dans cet essai, on présume que les nouvelles centrales alimentées par des combustibles fossiles, qui peuvent entrer en opération comme de simples centrales à cycle combiné, brûlent du charbon plutôt que du gaz. Le gazéifieur est donc en opération. Pour cet essai, on suppose que des dispositifs de désulfuration des gaz de combustion sont installés à la centrale de Lambton et sur la moitié des unités de la centrale de Nanticoke pour la réduction des émissions de SO_2.

Pour le deuxième essai, on présume la présence de dispositifs de réduction du CO_2 à Lambton et sur les centrales à CCGIC. Le gaz carbonique est piégé à l'aide du procédé au Selexol, comprimé et acheminé par pipeline dans l'océan. Les émissions prévues de CO_2 sont indiquées à la figure 12a), et les coûts énergétiques estimatifs à la figure 12b). On suppose qu'aucune capacité supplémentaire ne serait ajoutée pour compenser la consommation énergétique des dispositifs de réduction, de sorte que la marge de réserve est inférieure dans le cas de la réduction des émissions de CO_2, comme l'indique la figure 12c). L'augmentation du coût de l'énergie ne semble pas très importante parce que les mesures de réduction ne sont appliquées qu'à quelques centrales. Toutefois, en l'an 2010, le coût énergétique marginal normalisé pour la centrale de Lambton augmente de 6,5 à 9,1 ¢/kWh.

Les dépenses totales d'investissement par unité à Lambton seraient de 488 millions de dollars. La consommation supplémentaire d'énergie par unité est de 137 MW sur une puissance nominale de 525 MW, soit environ 26 % de la puissance produite. Dans le cas d'une centrale à CCGIC de 1680 MW qui entrerait en service en l'an 2008, le coût des mesures de réduction du CO_2 double les immobilisations estimées pour la centrale, les faisant passer de 4,5 à 9,3 milliards de dollars (2008) et il entraîne aussi une diminution de la production de 25 %.

Saskatchewan. En Saskatchewan, environ 60 % de la puissance est produite par la combustion de lignite d'origine locale. Deux nouvelles centrales sont prévues à Shand et trois nouvelles unités brûlant de la lignite sont prévues après l'an 2000.

On a estimé que le meilleur emplacement pour l'élimination du CO_2 était situé à moins de 200 km des centrales thermiques. On a supposé que le piégeage du CO_2 contenu dans les gaz de combustion s'effectuent grâce au procédé d'extraction par solvant. Le gaz carbonique serait ensuite comprimé et transporté à l'état liquide jusqu'au lieu d'élimination. À cette fin, on ferait réagir les gaz de combustion avec les saumures de

l'aquifère à saumure d'Elk Point Basin, ce qui entraînerait la formation d'un précipité de carbonate pouvant être piégé par filtration. La saumure épuisée serait retournée sous terre par un puits profond. Ce plan n'a pas encore été mis à l'essai, bien qu'il semble faisable en théorie. Étant donné que la conception d'un épurateur approprié dépasse le cadre de la présente étude, il a été estimé que les coûts en immobilisations seraient semblables à ceux d'un système de désulfuration des gaz de combustion (environ 200 $/kW).

Le plan de réduction suggéré permettrait de réduire les émissions de CO_2 d'environ 11 000 à 8 000 kt/année d'ici l'an 2010, comme l'indique la figure 13a). Selon les données de la figure 13b), les coûts énergétiques augmenteraient d'environ 50 %. Pour maintenir la marge de réserve à un niveau semblable à celui du plan initial, une unité supplémentaire, alimentée à la lignite et d'une puissance de 300 MW, a été rajoutée au système, comme l'indique la figure 13c).

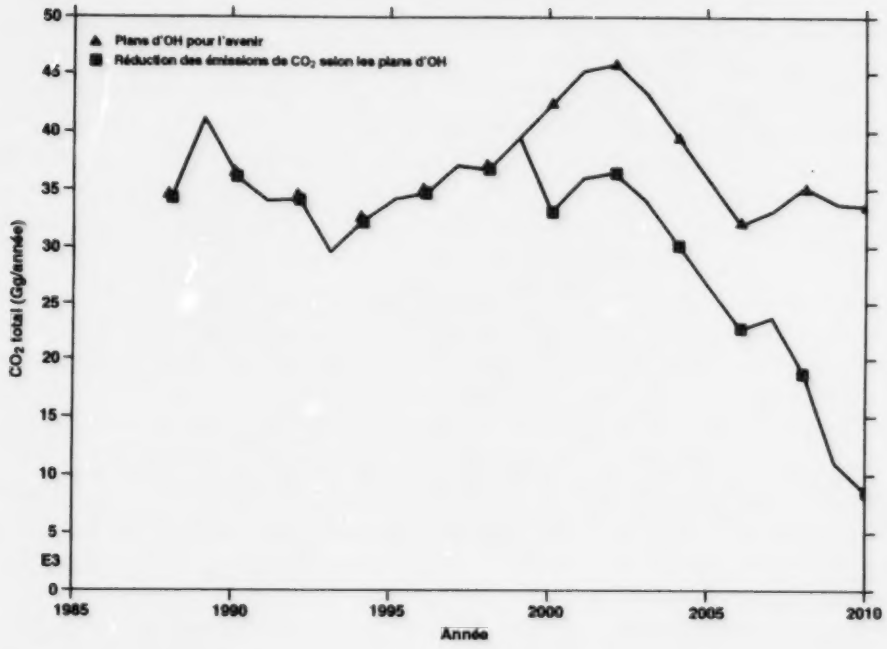
Alberta. En Alberta, plus de 80 % de l'énergie électrique est produite par des centrales thermiques au charbon. Sans mesure de réduction, les émissions de CO_2 augmenteront de leur valeur actuelle de 33 000 à 60 000 kt/année d'ici l'an 2010. Pour réduire les émissions à 75 % des valeurs de 1988, on a supposé que des mesures étaient appliquées aux centrales de Sheerness et de Genesee ainsi qu'à toutes les nouvelles unités fonctionnant au charbon. Les émissions qui en résultent sont indiquées dans la figure 14a). On prévoit que le coût de l'énergie augmentera d'environ 4,5 à 7,3 ¢/kWh, comme l'indique la figure 14b).

On a présumé que les mesures de réduction étaient les mêmes qu'en Saskatchewan. On suppose que la source de saumure est à 300 km des centrales électriques. Une certaine partie du CO_2 pourrait être utilisée pour la RAP, mais les coûts d'ensemble ne seraient pas très différents étant donné que ceux-ci ne représentent qu'une petite fraction de la quantité totale (peut-être l'équivalent de 300 à 600 MW).

Les coûts d'extraction par solvant et de compression seraient les mêmes. Le pipeline devrait être plus long pour la RAP, mais il ne serait pas nécessaire de prévoir un épurateur à saumure. La vente de CO_2 aux pétrolières entraînerait la création de certains revenus, mais, comparativement à la valeur totale de plus de 8 000 MW d'énergie obtenue par les combustibles fossiles produisant du CO_2 d'ici l'an 2010, les revenus des ventes pour la RAP seraient compris à l'intérieur des limites d'erreur des estimations actuelles des coûts.

Quatre unités supplémentaires de 370 MW sont ajoutées à la grille pour maintenir la marge de réserve dans une plage raisonnable. Ceci n'est pas assez pour la maintenir au niveau initial prévu, mais donne des valeurs représentatives. Cette tendance est indiquée dans la figure 14c).

a) Émissions de gaz carbonique



b) Coûts énergétiques

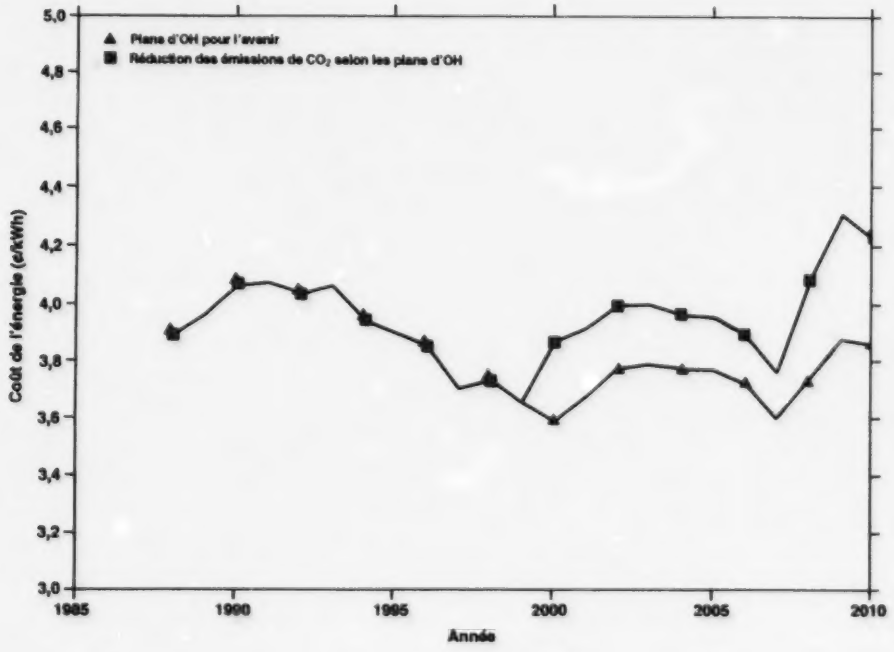


Figure 12 Résultats du CANSIM pour l'Ontario

c) Marge de réserve

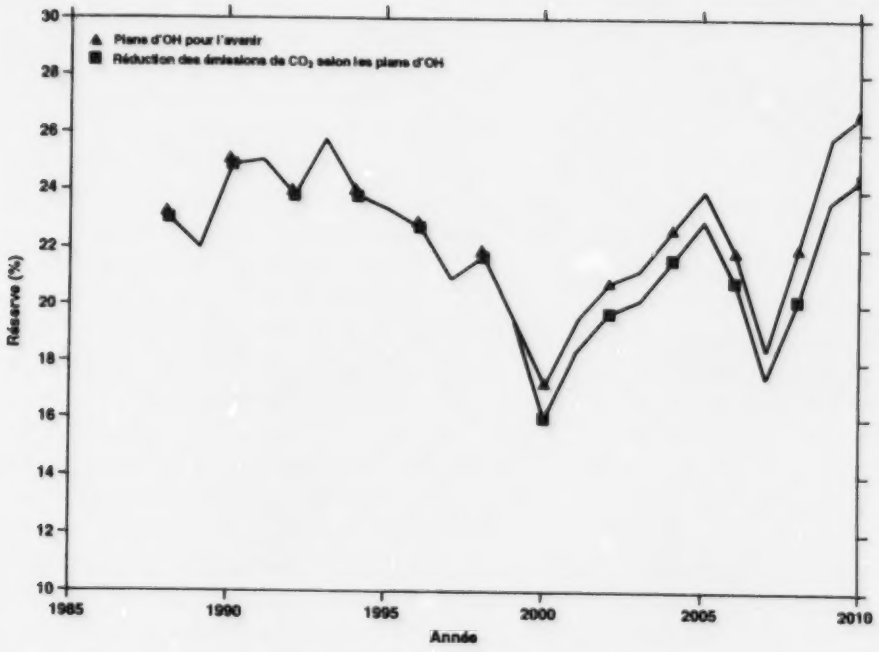


Figure 12 Résultats du CANSIM pour l'Ontario (suite)

a) Émissions de gaz carbonique

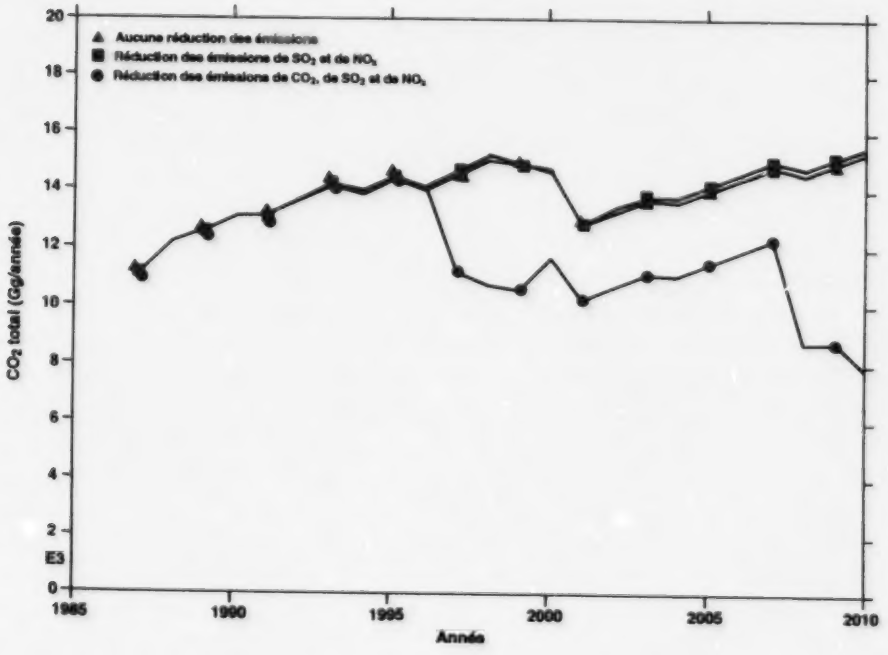
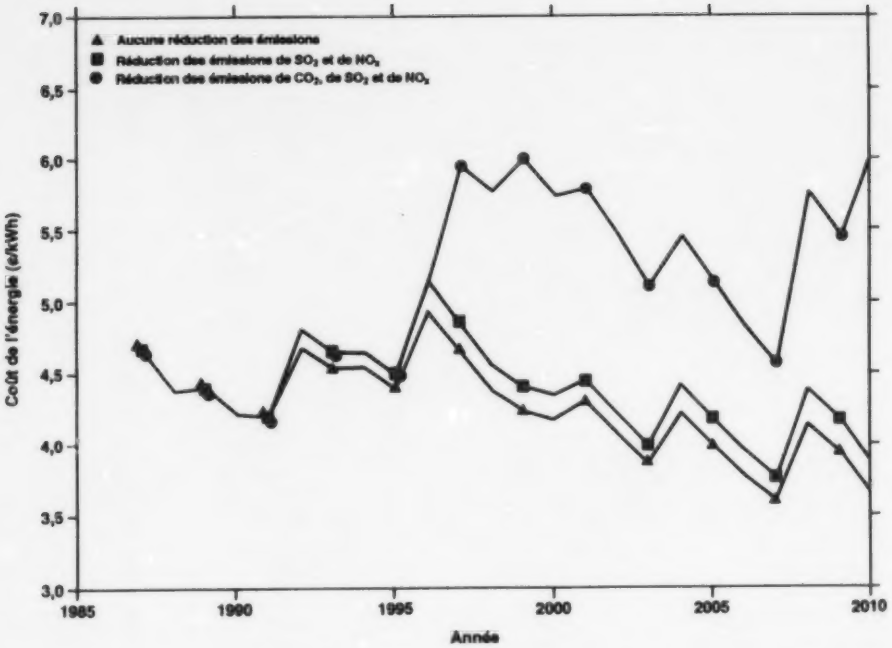


Figure 13 Résultats du CANSIM pour la Saskatchewan

b) Coûts énergétiques



c) Marge de réserve

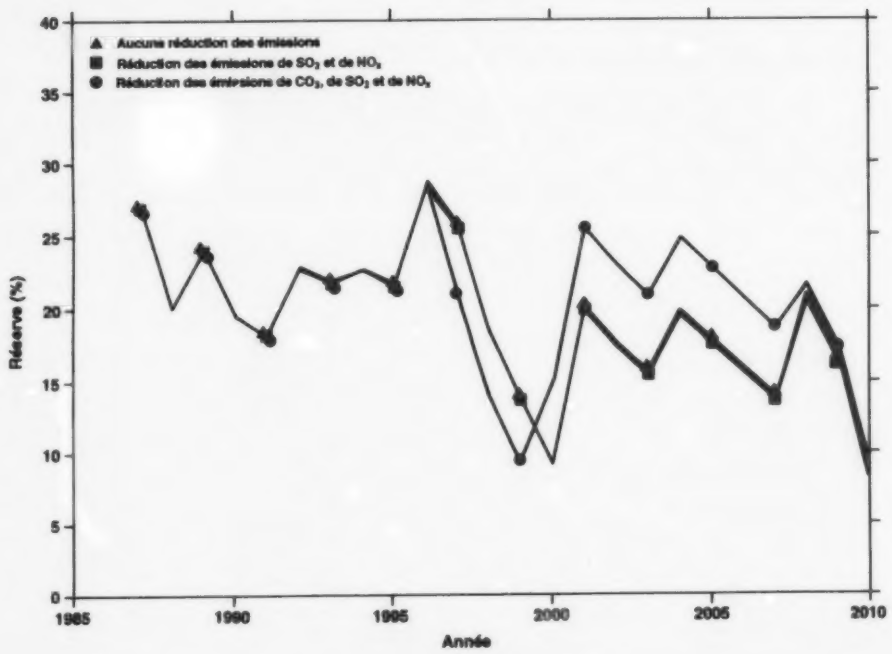
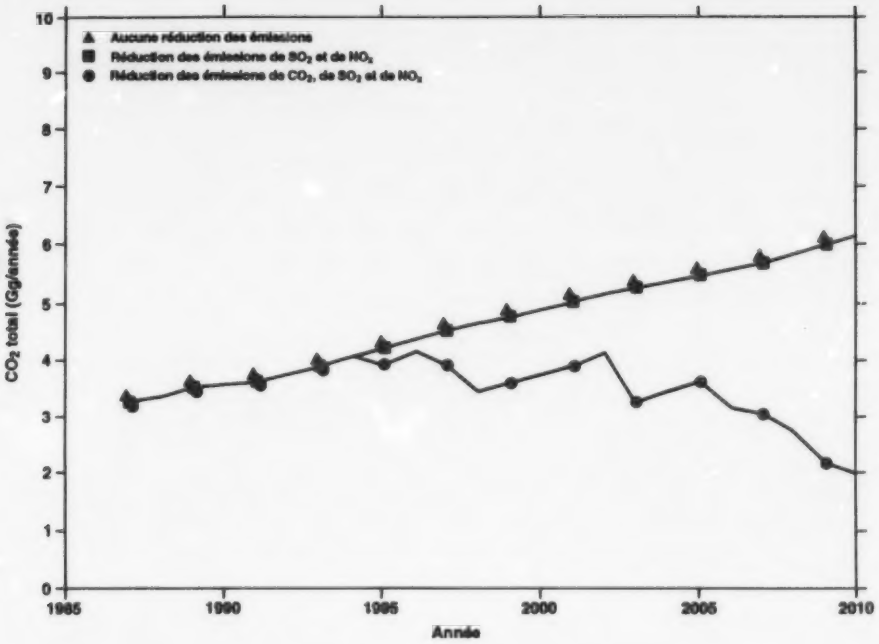


Figure 13 Résultats du CANSIM pour la Saskatchewan (suite)

a) Émissions de gaz carbonique



b) Coûts énergétiques

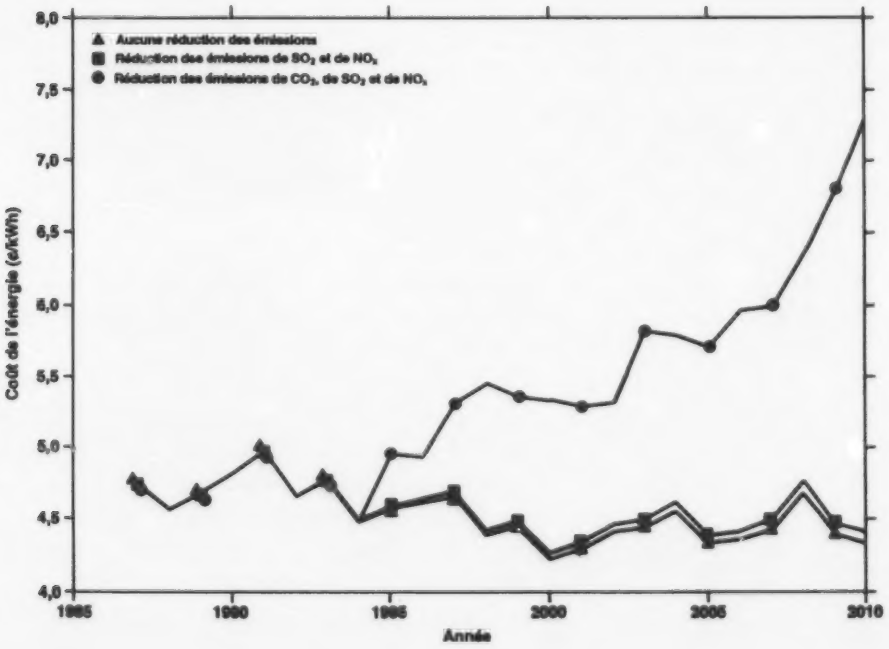


Figure 14 Résultats du CANSIM pour l'Alberta

c) Marge de réserve

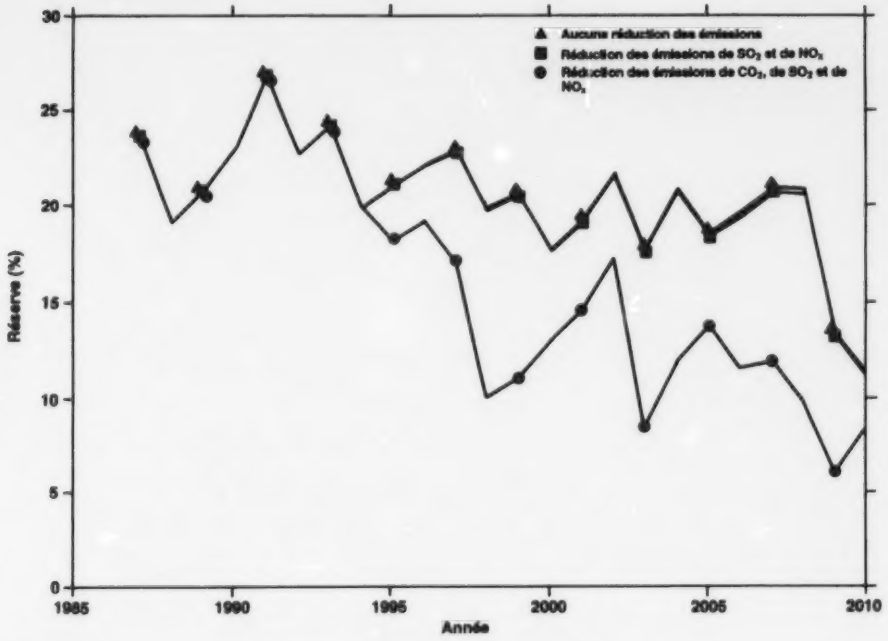


Figure 14 Résultats du CANSIM pour l'Alberta (suite)

Section 6

Conclusions

Si les problèmes associés à l'injection en eau profonde du CO_2 sont résolus, l'utilisation de mesures de réduction du CO_2 dans les centrales thermiques alimentées aux combustibles fossiles pourrait réduire les émissions de CO_2 de 20 % par rapport aux valeurs actuelles, comme le recommande la Conférence sur l'Atmosphère en évolution. Les évaluations canadiennes, estimées avec et sans mesure de réduction, sont présentées à la figure 15a). Toutefois, le coût de ces mesures de réduction serait considérable.

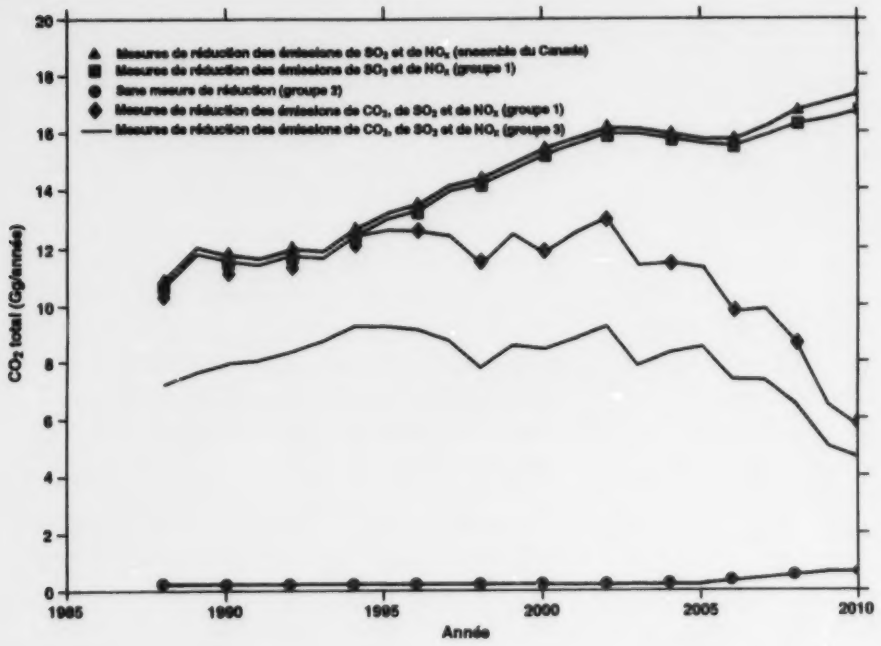
On a présumé dans le présent rapport que les plans de production électrique des années à venir resteraient semblables aux plans actuels et que certaines centrales thermiques actuelles et nouvelles, alimentées par des combustibles fossiles, seraient assujetties à des mesures de réduction des émissions de CO_2. On a supposé qu'il n'y aurait pas de mouvement important vers les centrales nucléaires. En se basant sur ces hypothèses, les coûts annuels d'ensemble sont indiqués à la figure 15b). Les services d'électricité sont regroupés de façon à représenter les provinces dont l'électricité est obtenue principalement par des centrales hydroélectriques ou des centrales thermiques alimentées par des combustibles fossiles. Le groupe 1 est constitué de Terre-Neuve, de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario, de la Saskatchewan et de l'Alberta. Le groupe 2 représente le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique. Le groupe 3 englobe toutes les provinces du groupe 1 sauf l'Ontario. Ce groupe est présenté séparément parce que les prévisions pour l'Ontario comportent l'option nucléaire qui permet de réduire les émissions de CO_2. Toute réduction observée dans le groupe 3 est attribuable aux mesures de réduction. Il est évident que la production des centrales alimentées par des combustibles fossiles, même sans mesure de réduction, est plus coûteuse que celle des centrales hydroélectriques. Les mesures de réduction des émissions de CO_2 augmenteraient d'au moins 50 % les coûts énergétiques pour les provinces qui utilisent principalement les centrales alimentées par des combustibles fossiles.

Les coûts en immobilisations d'une nouvelle centrale alimentée par des combustibles fossiles soumise à des mesures de réduction des émissions de CO_2 seraient approximativement deux fois plus élevés. L'efficacité d'ensemble diminuerait de 36 % à environ 27 %.

Il est recommandé que les questions ci-dessous fassent l'objet d'études supplémentaires :

- estimation des coûts énergétiques comparables correspondant à des techniques de production d'énergie de rechange;
- définition plus précise des limites de capacité de la récupération améliorée du pétrole et de l'injection du CO_2 dans des puits de pétrole taris;
- étude supplémentaire destinée à montrer la faisabilité du piégeage du CO_2 par des aquifères à saumure;
- si des coûts énergétiques plus précis sont requis, une étude plus approfondie visant à déterminer les coûts en immobilisations et les coûts d'installation de très gros compresseurs.

a) Émissions canadiennes de gaz carbonique



b) Coûts énergétiques

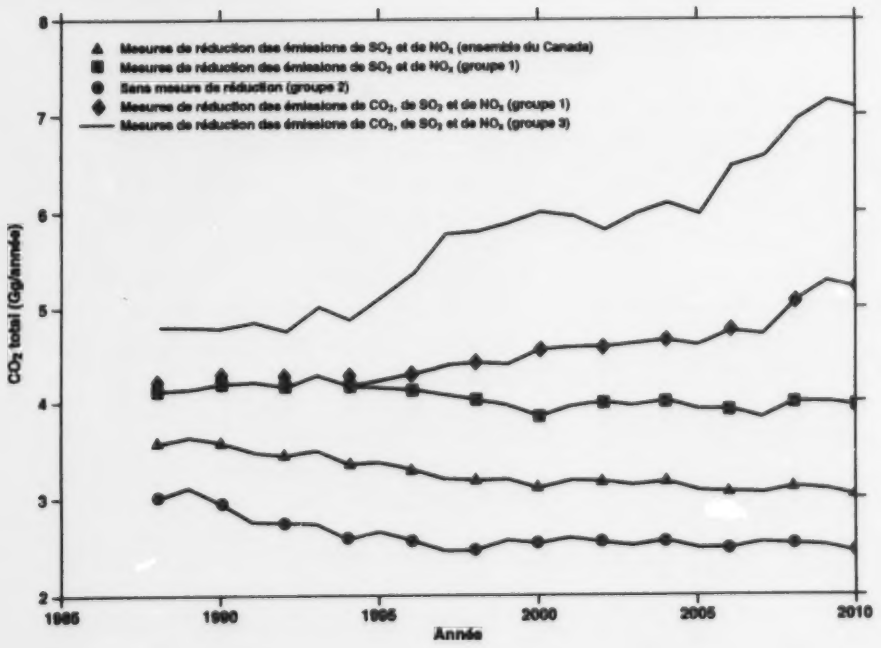


Figure 15 **Résultats du CANSIM pour l'ensemble du Canada (sauf l'Île-du-Prince-Édouard)**

Références

Arnold, D.S., D.A. Barrett et R.H. Isom, «CO_2 Can Be Produced from Flue Gas», *Oil and Gas Journal*, 22 novembre 1982.

Baes, C.F. Jr., S. E. Beall, D. W. Lee et G. Marland, «Options for the Collection and Disposal of Carbon Dioxide», Oak Ridge National Laboratory (ORNL5657), 1980.

Campbell, D., «Greenhouse Gases Mitigation Opportunities», U.S. EPA, Office of Research and Development, Washington, D.C., 1989.

Cobb, T.B., D.G. Streets, T.D. Veselka et A.M. Wolsky, «The Effect of Acid Rain Legislation on the Economics of CO_2 Recovery from Power Plants», *Environmental Progress 7*(4) : 247-256, 1988.

Davis, R.M., «National Strategic Petroleum Reserve», *Science 213* : 618-622, 1981.

Dunsmore, H.E., «Carbon Dioxide and Calcium Chloride Brines: A Possible Carbon Recycling and Disposal Program to Alleviate the Greenhouse Effect», Énergie, Mines et Ressources, Commission géologique du Canada, Division des ressources minérales, Ottawa (Ontario), 1989.

Electric Power Research Institute (EPRI), «Retrofit FGD Cost Estimating Guidelines», EPRI CS-3696, 1984.

États-Unis, Department of Energy, «Biofuels Programs Summary», 1988.

États-Unis, Department of Energy, «Programs for Renewable Energy», 1989.

États-Unis, Environmental Protection Agency, «Review of New Source Performance Standards for Sulphuric Acid Plant», EPA-450/3-85-012, mars 1985.

Ford, Bacon & Davis, Inc., «Technical and Cost Evaluation of Use of Idle Pipelines for Reverse Carbon Dioxide Service», Argonne National Laboratory, ANL/CNSV-TM-159, février 1985.

Haynes, R.J., S.G. Hildebrand et R. E. Milleman, «Enhanced Oil Recovery: Potential Environmental Consequences, Reclamation Problems and Research Needs», résumé *in* : *Reclamation Review 1*(3-4) : 172, 1978.

Horn, F.L. et M. Steinberg, «A Carbon Dioxide Power Plant for Total Emission Control and Enhanced Oil Recovery», Brookhaven National Laboratory 30046 (DOE/CH/0016), Department of Energy des États-Unis, août 1981.

Kaplan, L. J., «Cost-saving Process Recovers CO_2 from Power-plant Flue Gas», *Chemical Engineering*, novembre 1982.

Krickenberger, K.R. et S. H. Lubroe, «Coal Gasification: A Source of CO_2 for Enhanced Oil Recovery?», *Environmental Science and Technology 15*(12) : 1418-1424, 1981.

Morgan, J.M., «Gas Pipeline Building Costs Increase Slightly», *Oil and Gas Journal 28*(4) : 60-62, 23 janvier 1984.

N° de brevet américain 340 809(70), zéolites, 13 mars 1973.

N° de brevet américain 4 235 607, saumure, 25 novembre 1980.

Ogu, E. et A. Arnold, «A Preliminary Study on the Evaluation of Opportunities for the Utilization of Naturally Occurring Brines for the Production of Chemicals», présenté au Saskatchewan Research Council, P-110-124-E-89, août 1989.

Oil and Gas Journal, «Mitchell Near Completion of N. Texas CO_2 Plant», *80*(46) : 80, novembre 1982.

Ontario Hydro, «Providing the Balance of Power, Demand/Supply Plan Report», rapport d'Ontario Hydro, décembre 1989.

Pauley, C.R., «CO_2 Recovery from Flue Gas», *Chemical Engineering Progress*, mai 1984.

Pechtl, P.A., «Assessment of Strategies to Reduce Carbon Dioxide Emissions from Coal-based Power Plants», High-temperature Gas Dynamics Lab, Stanford University, 1989.

Shah, V.H. et J. McFarland, «Low Cost Ammonia and CO_2 Recovery», *Hydrocarbon Processing*, mars 1988.

Sparrow, F.T., A.M. Wolsky, G.F. Berry, C. Brooks, T.B. Cobb, E.P. Lynch, D.J. Jankowski et E.F. Walbridge, «Carbon Dioxide from Flue Gases for Enhanced Oil Recovery», Argonne National Laboratory, ANL/CNSV-TM-186, 1988.

Steinberg, M., «An Analysis of Concepts for Controlling Atmospheric Carbon Dioxide», Brookhaven National Laboratory 33960; DOE/CH/0016-1(TR007), Department of Energy des États-Unis, décembre 1983.

Steinberg, M., H.C. Cheng et F. Horn, «A Systems Study for the Removal, Recovery, and Disposal of Carbon Dioxide from Fossil Fuel Power Plants in the U.S.», Brookhaven National Laboratory 4499; DOE/CH/0016-2 (TR016), Department of Energy des États-Unis, décembre 1984.

Takashi, T., «The Carbon Dioxide Puzzle», *Oceanus 32*(2) : 22-29, 1989.

The DPA Group Inc., «Study on the Reduction of Energy-related Greenhouse Gas Emissions», annexes B à E, Saskatchewan Energy and Mines, volume II, 1989.

Vandenhengel, W. et D.H. Stright, Jr., «Economics of Carbon Dioxide Supplies for Use in Enhanced Oil Recovery in Alberta», *Technology* (Montréal), avril à juin 1979.

Wolsky, A.M., «A New Method of CO_2 Recovery», présenté au 79th Annual Meeting of the Air Pollution Control Association, du 22 au 27 juin 1986.

Wolsky, A.M. et C. Brooks, «Recovering CO_2 from Stationary Combustors: A Bonus for Enhanced Oil Recovery and the Environment», *in* : *Recovery and Use of Waste CO_2 in Enhanced Oil Recovery: Proceedings of a Workshop,*

les 19 et 20 mars 1987, Denver, CO, Argonne National Laboratory Report ANL/CNSW-TM-186, p. 107-114, 1988.

Wolsky, A.M. et C. Brooks, «Recovering Carbon Dioxide from Man-made Sources», Argonne National Laboratory Workshop, Argonne National Laboratory, ANL/CNSV-TM-166, février 1985.

Wolsky, A.M., W.F. Richter et R. Payne, «Studies on the Combustion of Coal in Oxygen and Recycled Flue Gas Mixtures», Argonne National Laboratory, W31109ENG38, Department of Energy des États-Unis, 1988.

Wolsky, A.M., K. Stern et M. Hyland, «Status of CO_2 Recovery from Waste Gases and Its Application to Enhanced Oil Recovery», AIChE Meeting, 28 mars 1985.

Annexe A

Description du modèle de CANSIM

Les industries qui doivent limiter leurs émissions atmosphériques disposent de plusieurs options. Celles-ci vont de la fermeture des installations contrevenantes à la substitution d'un procédé qui ne nuit pas à l'environnement.

L'industrie de la production de l'électricité ne peut habituellement pas fermer une centrale non conforme, à moins qu'elle ne dispose d'une source d'énergie de rechange facilement disponible. Pour ce qui est des pluies acides, remplacer de l'énergie produite par des combustibles fossiles par de l'énergie hydraulique ou nucléaire représente un gain. Toutefois, dans la plupart des provinces canadiennes, la réserve des ressources hydrauliques inexploitées est trop petite ou trop éloignée des utilisateurs pour être économiquement intéressante dans le cas de grandes quantités d'énergie nouvelle. Par ailleurs, les centrales nucléaires sont coûteuses, demandent d'importantes immobilisations et sont peu populaires dans certaines provinces.

Étant donné que la demande en énergie électrique augmente d'environ 3,9 % chaque année, à l'échelle du pays, la production totale d'énergie devra augmenter de 50 % en dix ans ou de 100 % en 18 ans. Les services d'électricité subissent une pression continue les poussant à accroître leur capacité de production. Les centrales au charbon, au mazout et au gaz resteront donc en production, et de nouvelles unités devront être ajoutées pour faire face à une demande en énergie qui s'accroît continuellement. La présente annexe décrit la dernière version du Code de simulation des services d'électricité (CANSIM) qui était utilisée pour l'étude des émissions dans le présent rapport. Ce code tente généralement d'obtenir un coût approximatif pour la production d'énergie au cours des années à venir. Les coûts de la réduction des émissions de gaz acides sont ajoutés aux coûts de base. Ces coûts sont obtenus à l'aide de modèles de coûts relativement détaillés. Afin d'obtenir des estimations des émissions, on utilise pour la simulation la capacité existante de production, la demande future et les plans d'approvisionnement.

Portée du modèle. Le public est de plus en plus conscient du fait que les émissions de polluants atmosphériques doivent être réduites, en dépit du désir de chacun d'améliorer son niveau de vie et de l'augmentation de la production industrielle qui en découle. Étant donné l'utilisation de combustibles fossiles pour subvenir à une partie de la demande actuelle tant pour la production d'énergie électrique que pour la croissance future, les services publics d'électricité doivent déterminer comment obtenir les réductions requises d'émissions de polluants, et à quel coût. Voici quelques-unes des options les plus réalistes :

a) la substitution d'une autre source d'énergie;

b) la substitution d'un autre combustible fossile naturel, moins polluant;

c) la désulfuration des combustibles disponibles à forte teneur en soufre grâce à l'utilisation des procédés physiques ou chimiques avant la combustion;

d) le piégeage des gaz acides des gaz de combustion par transformation chimique en d'autres composantes utiles ou facilement éliminables à l'état de déchets, par exemple l'acide sulfurique, le sulfate d'ammonium (du fertilisant) ou le sulfate de calcium (du gypse).

Ainsi, le choix de l'une ou l'autre méthode de réduction des émissions pour une centrale particulière dépend d'un grand nombre de facteurs qui sont parfois en conflit, notamment le degré de piégeage requis, la possibilité matérielle de réadaptation du matériel, les effets prévus sur le rendement de la chaudière, la fiabilité et la disponibilité du matériel, la disponibilité de combustibles de remplacement et la pertinence de leur utilisation dans une unité existante ayant été conçue pour un autre combustible, et la fréquence d'utilisation de la chaudière en production.

Pour tout service d'électricité, mais plus particulièrement pour ceux qui exploitent un réseau alimenté simultanément par des combustibles fossiles ainsi que par de l'énergie hydraulique et nucléaire, le choix de toute méthode particulière devient très complexe. Viennent s'ajouter des complications supplémentaires liées aux diverses immobilisations nécessaires à la construction, aux frais d'exploitation et aux durées de service prévues des diverses unités. Pour résoudre les difficultés de l'analyse des systèmes de production d'électricité du point de vue de la réduction des émissions, on a élaboré des équations qui donnent des réponses pour des systèmes complets ou des unités particulières en fonction de divers facteurs, dont la demande annuelle en énergie; la capacité de production de systèmes; la production d'énergie électrique au moindre coût; et la capacité de diverses techniques de réduction des émissions, leurs coûts en immobilisations et en combustibles ainsi que leurs frais d'exploitation.

Ces fonctions ont été incorporées dans le modèle informatique IPB valable pour un service d'électricité complet, connu comme étant le CANSIM. Celui-ci est destiné à évaluer les émissions des services d'électricité ainsi que le coût de la réduction de ces émissions.

Précisions concernant les modèles de coûts

Modèle de coûts en immobilisations. Le modèle de coûts en immobilisations a été élaboré d'après les conseils de Clarkson Gordon. La méthode de traitement des immobilisations de l'année de base et des nouvelles immobilisations est semblable aux méthodes comptables utilisées par les services d'électricité.

Les données financières de base utilisées pour lancer le modèle de coûts en immobilisations proviennent des rapports annuels des services d'électricité. Les coûts en immobilisations empruntés (indiqués dans le rapport annuel) sont constitués de trois éléments : les intérêts, la dépréciation et les taxes.

On suppose que ces coûts restent constants, sauf en ce qui a trait aux taxes qui augmentent avec l'inflation. D'après cette hypothèse, les coûts actuels en immobilisations diminueront en valeur réelle avec le temps. Par conséquent, à mesure que de nouvelles immobilisations sont ajoutées à celles de l'année de base, des coûts en immobilisations supplémentaires s'ajoutent. On peut utiliser une des deux méthodes suivantes pour calculer le coût de ces nouvelles immobilisations :

1) la méthode de l'hypothèque (semblable à un fonds d'amortissement);

2) la dépréciation linéaire simple.

La dépréciation linéaire simple est la méthode la plus couramment utilisée par les services d'électricité. La méthode de l'hypothèque produit des paiements égaux pendant toute la durée de vie utile de la centrale, alors que celle de la dépréciation linéaire produit des coûts annuels supérieurs au début qui, cependant, entraînent des coûts nets inférieurs. On suppose que les nouvelles immobilisations sont financées lors de l'année de l'entrée en production de la centrale.

Immobilisations = puissance de la centrale × (coût de la centrale/kW)

Le coût par kW est fonction du type d'usine et varie pour chaque province. Ces données constituent une partie des intrants du modèle. Ceux-ci ne comprennent pas les intérêts engagés pendant la construction ou les coûts en immobilisations supplémentaires, comme les coûts des transferts et du siège social. Les intérêts engagés pendant la construction sont calculés sur la base de coûts également distribués pendant toute la période de la construction pour chaque type de centrale. Ce coût des intérêts est ajouté au coût total en immobilisations de la centrale. Les coûts en immobilisations des transferts supplémentaires et des autres avoirs associés sont ajoutés aux immobilisations de base d'après le coût moyen par kW prévu pour le service public. Ce coût est obtenu à partir du rapport des avoirs autres que ceux de la production et des avoirs de la production, tels qu'ils sont présentés dans le rapport annuel. On suppose que ce rapport reste constant pendant toute la période de la simulation. Les coûts en immobilisations de chaque type de production varient pour chaque province. Dans le cas des centrales au charbon en particulier, les immobilisations de certaines provinces comprennent celles des mines de charbon, ce qui n'est pas le cas dans d'autres provinces. Les coûts des combustibles utilisés devraient refléter le fait que la mine fait partie de la centrale électrique, si tel est le cas.

Le coût total en immobilisations est augmenté selon le taux d'inflation particulier à partir de l'année de base jusqu'à l'entrée en service de la centrale, avant d'être calculé sur une base annuelle. Le coût annuel des nouvelles immobilisations est calculé d'après la méthode des versements égaux (hypothèque) ou selon la méthode de la dépréciation linéaire. On suppose que la période totale de récupération équivaut à la durée de vie utile de la centrale.

Modèle d'unité de charge. Les facteurs de capacité unitaire sont calculés de façon à ce que la puissance totale produite corresponde à la demande annuelle totale, selon une courbe charge-durée. Cette courbe est simulée par sa division en un certain nombre de sections verticales. Les unités sont classées selon la plus faible consommation de combustibles ou les plus faibles émissions et sont utilisées pour remplir tour à tour chaque section verticale. Les usines sont d'abord chargées jusqu'à leur facteur de capacité minimum défini, puis elles sont rechargées jusqu'à leur facteur de capacité maximum défini, jusqu'à l'obtention de la valeur de production totale dans ce segment de la courbe de durée de la charge.

Planification de la production. Cette option existe dans le code pour les nouvelles unités qui doivent entrer en production à une date permettant de conserver une marge de réserve sélectionnée à l'avance. Ainsi, on peut utiliser différents taux de croissance dans les essais pour obtenir des comparaisons équitables. Les centrales projetées sont ajoutées au fichier des

données de l'unité dans l'ordre chronologique de leur construction, sans date d'entrée en service. Le code prévoit alors l'entrée en service de ces unités à mesure qu'elles sont requises pour maintenir la marge de réserve. Si une date d'entrée en production est inscrite sur le fichier, l'unité entrera en service à cette date. Tous les coûts en immobilisations sont calculés à partir de la date d'entrée en production, et aucun des coûts antérieurs à cette date n'est ajouté à l'avance aux coûts de production.

Équipement de réduction des émissions

Écoulement d'air. L'écoulement d'air dans les gaz de combustion est calculé en fonction de la taille de la centrale, de son efficacité, de la capacité calorifique du combustible, ainsi que de la teneur en humidité et en cendres. La teneur en humidité est évaluée comme suit :

Capacité calorifique (Btu/lb)	Teneur en humidité
Supérieure à 12 000	10 %
Entre 12 000 et 7 500	25 %
Inférieure à 7 500	35 %

L'écoulement total d'air est l'un des paramètres utilisés pour calculer les coûts de la réduction des émissions.

Mesures de réduction de l'anhydride sulfureux. Les émissions de SO_2 sont calculées d'après la teneur en soufre du combustible, la capacité calorifique de celui-ci ainsi que l'efficacité de la centrale. On prévoit la rétention d'une partie du soufre dans les cendres. Les techniques de réduction des émissions de SO_2 ci-dessous sont présentement évaluées à l'aide du CANSIM :

1. nettoyage physique du charbon;
2. injection de sorbant dans la chaudière;
3. épuration à sec (séchoir par pulvérisation);
4. épuration par voie humide (désulfuration des gaz de combustion par voie humide).

Le coût et le rendement de ces techniques sont basés sur d'autres codes de simulation plus détaillés, comme le modèle de désulfuration des gaz de combustion TVA Shawnee. Les coûts sont basés sur l'écoulement d'air, le SO_2 éliminé et le type de sorbant.

Mesures de réduction des oxydes d'azote. Les émissions de NO_x dépendent du type de chaudière indiqué dans les intrants. Si les valeurs obtenues à partir du code ne sont pas représentatives, elles peuvent être remplacées dans les intrants.

Trois méthodes de réduction des NO_x sont simulées dans le modèle :

1) brûleurs à faible production de NO_x;
2) injection d'urée;
3) réduction catalytique sélective (RCS).

Le coût et le rendement de ces systèmes sont basés sur les plus récentes données publiées. Les coûts publiés des catalyseurs de RCS, de façon plus particulière, présentent d'importantes variations.

Mesures de réduction des matières particulaires. Les émissions de matières particulaires sont calculées à partir de la teneur en cendres du combustible, de sa capacité calorifique et de l'efficacité de la centrale. On suppose que toutes les cendres vont dans la cheminée et sont éliminées par un précipitateur électrostatique. Les données d'autres types de systèmes d'élimination

peuvent être utilisées comme intrants pour les usines existantes, mais on ne dispose pas de modèles de coûts ou de rendement pour eux dans le CANSIM. Le modèle de précipitateur électrostatique utilisé a été élaboré d'après des discussions avec des fabricants de précipitateurs électrostatiques. Ce modèle tient compte de l'effet de l'injection de calcaire sur le rendement du précipitateur.

Mesures de réduction du gaz carbonique. Les émissions de CO_2 sont calculées d'après la teneur en carbone du combustible, de sa capacité calorifique et de l'efficacité de la centrale. La récupération du CO_2 est basée sur l'utilisation du procédé au Selexol avec un taux de compression des gaz de combustion de 1 379 kPa (200 lb/po^2), suivie par une séparation du CO_2, qui est ensuite comprimé à 13 790 kPa (2 000 lb/po^2) aux fins du transport par pipeline, puis éliminé par injection sous-marine ou souterraine. On présume que les coûts totaux en immobilisations de ce procédé sont d'environ 22 000 $/t de CO_2 piégée par jour. Les coûts du transport par pipeline dépendent du diamètre de celui-ci. Le diamètre du pipeline est calculé selon le nombre total de centrales utilisant le pipeline pour le piégeage du CO_2, avec une vitesse en phase quasi liquide de 1,0 m/s (3 pi/s). On suppose que les coûts du pipeline sont de 20 000 $/mi·po de diamètre. Les dépenses en énergie requise pour la compression et pour compenser les pertes par friction sont calculées, puis le rendement de la centrale est ajusté de façon à tenir compte de ces pertes.

Exigences relatives aux intrants

Voici un résumé des exigences relatives aux intrants utilisés dans le CANSIM.

a) Demande en énergie

Demande en énergie pour l'année de base.
Taux de croissance prévu de la demande.
Perte d'énergie par les lignes de transmission.
Demande énergétique (annuelle) maximale à moyenne.
Courbe charge-durée.
Facteur de capacité de l'unité (énergie produite/énergie maximale).
Marge de réserve de la capacité énergétique souhaitée, supérieure à la demande de pointe.
Type de centrale : hydraulique, nucléaire, à combustibles fossiles, par unité.
Dimension des unités de production.
Modèle de chaudière.
Demande calorifique des turbines, par kW/h de production.

b) Facteur financier

Immobilisations requises pour l'unité de production et pour le matériel antipollution.
Taux d'intérêt.
Taux d'inflation.
Âge de chaque unité.
Durée de vie utile de chaque unité.
Méthode de dépréciation des immobilisations.
Frais d'exploitation annuels fixes de l'ensemble du système.

c) Combustible

Capacité calorifique.
Teneur en soufre totale et fraction pyritique.
Teneur en carbone.
Teneur en cendres.
Prix du combustible et changements prévus du prix.

d) Réduction des émissions

i) Méthode de réduction de l'anhydride sulfureux.
Épuration par voie humide, épuration par voie sèche, injection de sorbant dans la chaudière, combustible de remplacement, nettoyage du charbon, réduction de la charge, et combinaison de ces méthodes.
Coût de l'élimination de la boue du procédé de désulfuration des gaz de combustion.

ii) Méthode de réduction des oxydes d'azote.
Chaudières à faible production de NO_x, à injection de sorbant ou à réduction catalytique.

iii) Méthode de réduction des matières particulaires.
Précipitateur électrostatique, chambres à manches.

iv) Réduction et élimination du gaz carbonique.

Résumé des extrants

- Capacité de production annuelle requise prévue pour toute année à venir, en mégawatts (MW).
- Capacité de réserve annuelle prévue, MW.
- Approvisionnement énergétique annuel prévu par système et par type de production, MWh.
- Demande en combustible prévue pour le charbon, le mazout ou le gaz.
- Distribution en tonnes des approvisionnements en combustible, selon la teneur en soufre.
- Distribution de la production selon le type de combustible.
- Dépenses en immobilisations annuelles prévues pour la capacité de production d'électricité nouvelle en dollars de l'année de base et d'années à venir définies.
- Présentation des immobilisations annuelles pour la réduction de la pollution en dollars actuels ou d'années à venir.
- Frais d'exploitation annuels prévus et coûts annuels prévus pour les combustibles, en dollars actuels ou d'années à venir.
- Coûts prévus de l'électricité pour le système en ¢/kWh, en dollars actuels ou d'années à venir.
- Émissions annuelles prévues de SO_2, de NO_x, de CO_2 et de matières particulaires.
- Émissions de chacun des polluants, en lb/million de Btu.
- Facteur de capacité annuelle pour chaque unité de production contribuant à la production totale d'énergie du système complet.
- Coûts d'exploitation annuels, y compris le remboursement annuel en capital, pour le système de réduction du SO_2, du NO_x et des matières particulaires choisi pour l'étude.
- Coûts par tonne de SO_2, de NO_x et de matières particulaires piégées.
- Changements par échelons du prix de l'énergie électrique, dus aux mesures de réduction.

- Les coûts d'ensemble des mesures de réduction des émissions ne sont valides que si la marge de réserve en l'absence de mesure de réduction est la même que si des mesures sont appliquées, ce qui permet de calculer les réductions de l'efficacité et de la capacité des centrales ayant des mesures de réduction.

Systèmes informatiques

Le programme original du CANSIM fonctionnait sur VAX, mais il fonctionne maintenant sur ordinateur personnel, sous MS-DOS. Le temps des essais est court, mais le volume des résultats est considérable. Afin de faciliter la gestion, on peut tracer en fonction du temps la plupart des variables significatives.

Annexe B

Mandat

1. Titre

Faisabilité technique et économique des techniques de réduction des émissions de CO_2 des gaz de combustion produits par les centrales électriques canadiennes alimentées par des combustibles fossiles.

2. Contexte

Le réchauffement planétaire, produit par ce qu'on appelle l'effet de serre, est maintenant perçu comme une menace réelle et grandissante pour l'environnement mondial et fait l'objet de préoccupations croissantes tant chez les Canadiens que chez leurs gouvernements. Ces préoccupations ont été soulignées lors de la Conférence sur l'Atmosphère en évolution, qui a eu lieu au Canada en 1988. L'une des recommandations de la conférence était la réduction, d'ici l'an 2005, des émissions de CO_2 d'environ 20 %, par rapport aux niveaux de 1988, comme premier objectif mondial.

Les gouvernements fédéral et provinciaux ont répondu conjointement à ce défi et des organismes comme le Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME) et le groupe de travail sur l'environnement des ministres de l'Énergie préparent les études sur ce problème et évaluent les répercussions possibles sur l'économie canadienne.

Les travaux préliminaires et ceux d'autres groupes identifient clairement les centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles comme une cible pour des mesures éventuelles de réduction des émissions de CO_2. Au Canada, les centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles comptent pour environ 30 % de la capacité de production installée (environ 30 000 MW) dont la plupart brûlent du charbon. Cette source produit environ 20 % de toute l'électricité canadienne. Plusieurs provinces dépendent actuellement presque entièrement des centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles; à mesure que la demande en électricité s'accroît, on s'attend à ce que d'autres provinces dépendent de plus en plus de celles-ci.

Alors qu'il existe des techniques éprouvées permettant de réduire de façon économique les émissions de SO_2 et de NO_x produites par la combustion, tel n'est pas le cas pour le CO_2. Bien qu'un nombre limité de travaux ait été fait dans ce domaine, et plus particulièrement aux États-Unis, aucune évaluation globale n'a porté sur la situation canadienne. Il ne fait aucun doute qu'il existe un besoin pour une étude à jour des techniques ou procédés possibles d'épuration du CO_2, ainsi que pour l'évaluation de la faisabilité économique et technique des centrales canadiennes alimentées par des combustibles fossiles. Ce projet constitue la première étape de cette évaluation.

3. Définition de la tâche

A - Effectuer une étude des techniques possibles de piégeage du CO_2.

1. Effectuer une étude générale des procédés et des techniques existants et en développement qui pourraient être

utilisés pour le piégeage du CO_2 contenu dans les gaz de combustion des chaudières alimentées par des combustibles fossiles des services d'électricité.

2. Préparer un rapport soulignant l'état du développement actuel de chaque procédé. Ce rapport devrait notamment porter sur les points suivants : évaluations comparatives des immobilisations et des frais d'exploitation, problèmes et caractéristiques techniques, consommation d'énergie, efficacité de l'épuration, réactifs chimiques utilisés et flux de déchets produits, compatibilité avec les configurations et les opérations des centrales électriques, et étude de fiabilité. Ce rapport devrait contenir des recommandations appropriées pour des études supplémentaires portant sur l'une ou l'autre de ces techniques.

B - Identifier et évaluer les méthodes d'élimination du CO_2 piégé à partir des gaz de combustion.

1. Effectuer une étude des méthodes de remplacement possibles pour l'élimination du CO_2, en identifiant celles qui sont les plus prometteuses pour ce qui est de l'efficacité et des coûts.

2. Identifier et évaluer les problèmes environnementaux qui peuvent être associés à l'élimination finale du CO_2 piégé à partir des gaz de combustion.

3. Préparer un rapport sur cette phase des travaux.

C - Effectuer une évaluation d'un système possible d'épuration du CO_2.

1. Choisir des scénarios canadiens de production d'électricité de chacune des provinces pour la période 1988 à 2005 tenant compte de la plus récente série de projections d'Environnement Canada, et formuler un programme hypothétique de réduction du CO_2 basé sur l'application du système d'épuration sélectionné.

2. En utilisant les scénarios de production comme hypothèse de travail, effectuer des évaluations des incidences techniques et environnementales de la mise en oeuvre de programmes hypothétiques de réduction des émissions.

3. Évaluer les répercussions du programme de réduction du CO_2 sur le coût de la production de l'électricité dans chacune des provinces et au Canada.

4. Préparer un rapport portant sur les résultats de ces travaux.

D - Présenter les résultats et les recommandations.

1. Préparer un résumé des trois phases du projet (A à C), identifiant les domaines nécessitant d'autres travaux de recherche, de développement et de démonstration.

2. Présenter les résultats des études à des réunions prévues.